

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERIA INDUSTRIAL, TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS

**PROYECTO TECNICO DE UNA SUBESTACION
TRANSFORMADORA 132/30 kV**

AUTOR: Mario Alberto Conejero Ramírez

DIRECTOR: Santiago Arnaltes Gómez

TUTOR:

Leganés, 11 de noviembre de 2012



RESUMEN DEL PROYECTO

El Proyecto Fin de Carrera que a continuación se expone trata sobre el diseño de una subestación eléctrica transformadora para la conexión de un parque eólico a la Red Eléctrica de distribución de Unión Fenosa.

Este proyecto se ha basado en un caso real, al tratarse de uno de los parques eólicos tramitados por Acciona Energía en la comunidad de Castilla y León, y consta de los capítulos o documentos que contiene un Proyecto Técnico oficial, a excepción del Estudio de Seguridad y Salud y el Pliego de Condiciones dado que no aportan información relevante para conseguir los objetivos de este Proyecto Final de Carrera.

Primeramente se hará una breve introducción acerca de la situación de las energías renovables, exponiendo la situación actual y su evolución a lo largo de los últimos años.

A continuación, se realizará una descripción del proyecto en el capítulo 2 “Memoria”, en el que se indicara el objeto del proyecto, el emplazamiento, la topología, la obra civil necesaria, los trabajos de montaje necesarios así como las características principales de la aparamenta que compone la subestación.

En el siguiente capítulo “Cálculos Justificativos”, se incluyen los cálculos necesarios para la ejecución de la subestación. En este apartado se realizarán los cálculos de coordinación de aislamiento para selección de los pararrayos, cálculos de corrientes de cortocircuito mediante el método de impedancias de manera que a partir de estos valores, y con los resultados obtenidos, se procederá a calcular la malla de tierra de la subestación.

El “Presupuesto” se presenta en el capítulo 4. En él se hace una aproximación de los costes principales de la ejecución de la instalación, que incluye costes del aparellaje, equipos y materiales, así como de los servicios de ingeniería, obra civil, montaje electromecánico y pruebas.

Finalmente, se expondrán las conclusiones obtenidas tras la realización de este Proyecto.

Por último, en el Anexo I “Planos”, se incluyen los principales planos y esquemas unifilares que debe contener un Proyecto Técnico de una subestación transformadora.



INDICE

1.-	CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	6
2.-	CAPÍTULO 2: MEMORIA	10
2.1.-	ANTECEDENTES	10
2.2.-	OBJETO DEL PROYECTO	10
2.3.-	EMPLAZAMIENTO	11
2.4.-	TOPOLOGÍA DE SUBESTACIÓN	12
2.5.-	ESQUEMA UNIFILAR	13
2.5.1.-	Sistemas de 132 kV	13
2.5.2.-	Transformador de potencia	13
2.5.3.-	Esquema de 30 kV	14
2.5.4.-	Reactancias de puesta a tierra	14
2.5.5.-	Pararrayos de M.T.	14
2.5.6.-	Otras instalaciones	14
2.6.-	CARACTERÍSTICAS GENERALES	15
2.6.1.-	Aislamiento	15
2.6.2.-	Distancias mínimas	15
2.6.3.-	Intensidades de cortocircuito.	16
2.7.-	ESTRUCTURA METÁLICA	17
2.7.1.-	Estructura metálica en 132 kV	17
2.7.2.-	Estructura metálica en 30 kV	17
2.8.-	EMBARRADOS	18
2.8.1.-	Embarrados de 30 kV	18
2.8.2.-	Embarrados de 132 kV	19
2.8.3.-	Piezas de conexión	19
2.8.4.-	Aisladores soporte para 30 kV	19
2.9.-	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	20
2.10.-	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE 132 KV	23
2.11.-	TRANSFORMADORES DE TENSION 132 kV	24
2.12.-	SECCIONADORES	25
2.13.-	TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD 132 kV	26
2.14.-	PARARRAYOS	27
2.15.-	REACTANCIAS DE PUESTA A TIERRA	28
2.16.-	CELDA DE MEDIA TENSIÓN	29
2.17.-	SERVICIOS AUXILIARES	32
2.17.1.-	Servicios auxiliares de C.A.	32
2.17.2.-	Servicios auxiliares de C.C.	33
2.17.3.-	Equipos Rectificador-batería	33
2.18.-	CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES	36
2.18.1.-	Unidades de Control	36
2.18.2.-	Armarios de Control y protecciones	36
2.18.3.-	Protecciones de la línea de 132 kV	37



2.18.4.-	Protecciones de transformador	37
2.18.5.-	Protecciones de red.....	38
2.18.6.-	Protecciones de las celdas de 30 kV	38
2.19.-	MEDIDA	39
2.19.1.-	Medida de energía	39
2.20.-	TELECONTROL Y COMUNICACIONES.....	40
2.20.1.-	Teleseñal y telealarmas	40
2.20.2.-	Telemedida	42
2.20.3.-	Armario de Comunicaciones	43
2.21.-	ALUMBRADO	45
2.21.1.-	Alumbrado exterior.....	45
2.21.2.-	Alumbrado interior	45
2.22.-	SISTEMAS COMPLEMENTARIOS EN EL EDIFICIO	46
2.23.-	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.....	47
2.24.-	OBRA CIVIL.....	49
2.24.1.-	Explanación y acondicionamiento del terreno.....	49
2.24.2.-	Cerramiento perimetral.....	49
2.24.3.-	Drenaje de aguas pluviales	49
2.24.4.-	Acceso y viales interiores	49
2.24.5.-	Edificio de celdas y control.....	50
2.24.6.-	Bancada de transformador.....	50
2.24.7.-	Cimentaciones.....	50
2.24.8.-	Canalizaciones eléctricas	50
3.-	CAPÍTULO 3: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	52
3.1.-	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO: CÁLCULO PARA SELECCIÓN DE PARARRAYOS	52
3.1.1.-	Datos de entrada e hipótesis del cálculo	52
3.1.2.-	Metodología o herramienta utilizada	52
3.1.3.-	Selección de la intensidad nominal de descarga	54
3.1.4.-	Nivel de contaminación	54
3.1.5.-	Capacidad de alivio de presión	54
3.1.6.-	Características de los pararrayos	54
3.1.7.-	Niveles y márgenes de protección: tensión residual.....	55
3.2.-	CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	56
3.2.1.-	Concepto y consecuencias de los cortocircuitos.....	56
3.2.2.-	Tipos de cortocircuito	57
3.2.3.-	Magnitudes unitarias	58
3.2.4.-	Componentes simétricas	60
3.2.5.-	Cálculo de impedancias	62
3.2.6.-	Cálculo de cortocircuitos trifásicos.....	69
3.2.7.-	Cálculo de cortocircuitos monofásicos	73
3.2.8.-	Resumen de resultados.....	80
3.3.-	CÁLCULO DE TIERRAS INFERIORES.....	81



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

3.3.1.-	Estudio de la resistividad del terreno	82
3.3.2.-	Corriente de cortocircuito máxima monofásica	83
3.3.3.-	Cálculo de la malla de puesta a tierra	83
3.3.4.-	Tensiones de paso y contacto calculadas	88
4.-	CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO	93
5.-	CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES	102
6.-	CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA.....	103
ANEXO I: PLANOS		104



1.- CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Las energías renovables han tomado una importancia considerable en el sector energético español. La energía eólica ha sido la más desarrollada de todas las fuentes de energía renovable, creándose en estos últimos años un gran número de parques eólicos y como consecuencia, un mayor aporte de energía a la red de transporte.

Según los datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) [1], La energía eólica instalada en el mundo creció un 22,5% en 2010, hasta situarse en 194.400 MW. China, Estados Unidos, Alemania y España son los primeros productores mundiales.

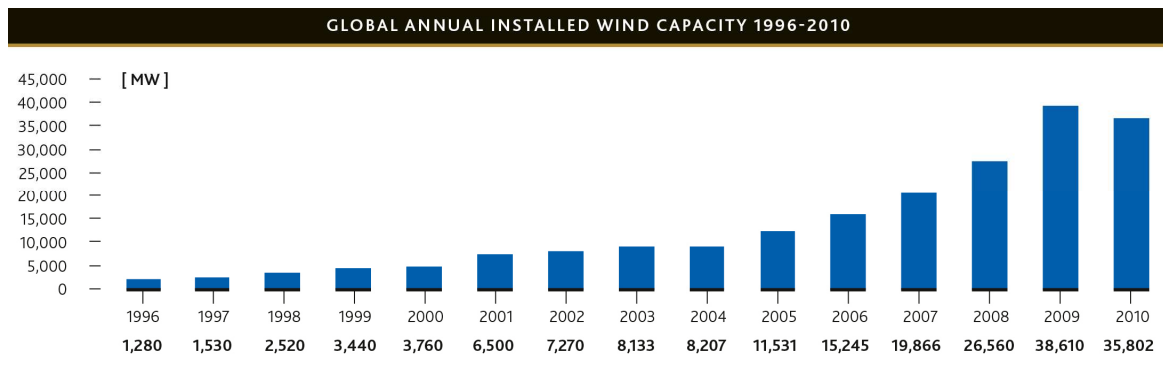


Figura 1 – Potencia eólica instalada acumulada en el mundo (1996-2010)

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la potencia eólica instalada en España en los últimos años:



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

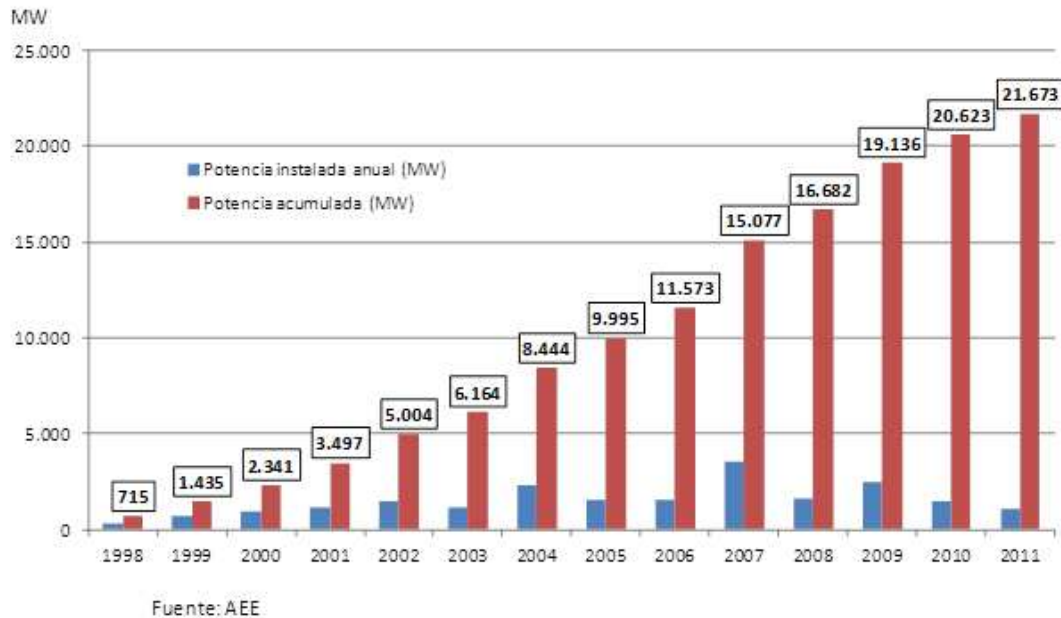


Figura 2 – Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2011

La Comunidad Autónoma puntera para la instalación de parques eólicos en España es Castilla y León, que se sitúa en cabeza en el ranking autonómica en cuanto a potencia eólica instalada a cierre de 2011, con un total de 5.233 MW instalados. Se trata también de la Comunidad en la que se instalaron más megawattios a lo largo del 2011, tal y como se muestra en la siguiente gráfica:

Comunidad Autónoma	Potencia instalada en 2011 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2011 (MW)	Tasa de variación
Castilla y León	462,19	5.233,01	9,70%
Castilla La Mancha	26,50	3.736,79	0,70%
Galicia	0	3.272,17	0%
Andalucía	92	3.066,93	3,10%
Aragón	50	1.811,31	2,80%
Com. Valenciana	183	1.169,99	18,50%
Cataluña	153,71	1.003,35	18,10%
Navarra	8,50	976,92	0,90%
La Rioja	0	446,62	0%
Asturias	72,50	428,45	20,40%
Murcia	0	189,96	0%
País Vasco	0	153,25	0%
Canarias	1,70	145,78	1,20%
Cantabria	0	35,30	0%
Baleares	0	3,68	0%
TOTAL	1.050	21.673	5,10%

Figura 3 – Potencia eólica total instalada por Comunidades



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

En cuanto al reparto de la potencia instalada por promotores, Acciona Energía continúa situada en los puestos de cabeza con una potencia instalada 4.164,32 MW a cierre de 2011, tal y como se comprueba en la siguiente gráfica:

PROMOTOR	Potencia instalada en 2011 (MW)	Porcentaje sobre el total instalado en 2011	Acumulado a cierre de 2011 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado
IBERDROLA	101,08	9,63%	5.327,65	24,58%
ACCIONA ENERGÍA	127,5	12,14%	4.164,32	19,21%
EDPR	155,01	14,76%	1.997,60	9,22%
ENEL GREEN POWER ESPAÑA	129,452	12,33%	1.380,50	6,37%
GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES	0	0,00%	956,00	4,41%
EyRA	238,5	22,71%	806,16	3,72%
OLIVENTO, S.L.	0	0,00%	420,79	1,94%
RWE Innogy Aersa, S.A.U.	0	0,00%	420,29	1,94%
ENERFÍN	0	0,00%	395,34	1,82%
VAPAT	89,4	8,51%	380,05	1,75%
E. ON Renovables	49,94	4,76%	378,86	1,75%
EOLIA RENOVABLES	10,5	1,00%	378,74	1,75%
RENOVALIA	0	0,00%	246,10	1,14%
MEDWIND (*)	0	0,00%	245,25	1,13%
MOLINOS DEL EBRO	0	0,00%	235,16	1,09%
GECAI, S.A.	0	0,00%	231,41	1,07%
IBEREÓLICA	8,335	0,79%	174,90	0,81%
EÓLICA DE NAVARRA	16	1,52%	164,13	0,76%
GAMESA ENERGÍA	13,2	1,26%	161,29	0,74%
FERSA	0	0,00%	141,88	0,65%
ELECDEY	0	0,00%	140,10	0,65%
INVERDUERO EÓLICA, S.L.	27,498	2,62%	114,69	0,53%
OTROS	83,68	7,97%	2.812,29	12,98%
TOTAL	1.050,10	100%	21.673,49	100%

Figura 4 –Reparto de la potencia instalada por promotores

Este proyecto fin de carrera está basado en el diseño de la subestación transformadora necesaria para la evacuación a la red de la energía generada por el parque eólico “Cerro de la Mira” situado en la provincia de Segovia.

Entre las ventajas de la energía eólica en España podemos destacar las siguientes:

- España es una isla energética con una fuerte dependencia del exterior (el 81% de la energía primaria que se consume es importada y procede de combustibles fósiles) y necesita más seguridad en el aprovisionamiento de energía, para contribuir a ello la energía eólica es una fuente de energía autóctona que ya genera el 16% de la electricidad.
- El sector eólico da empleo a más de 30.000 personas en España y es el motor de las comunidades rurales en las que se instala (creación de empleo, compras a proveedores locales, demanda de servicios)



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

- Se trata de una fuente de energía “barata” al tratarse de la tecnología más competitiva del régimen especial (que no incluye sólo a las renovables, sino también a la cogeneración): es la que está más próxima a ser rentable sin incentivos
- La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático.



2.- CAPÍTULO 2: MEMORIA

2.1.- ANTECEDENTES

Está prevista la ejecución de un nuevo parque eólico en la provincia de Segovia, denominado **PARQUE EÓLICO CERRO DE LA MIRA**, compuesto por 13 aerogeneradores de 2 MW, y una potencia de 26 MW en total.

Para la interconexión de la energía generada por el parque eólico a la red, se solicitó punto de conexión a las compañías distribuidoras existentes en la zona, obteniéndose como opción más viable la conexión a barras de 132 kV de la subestación de Cantalejo, propiedad de Unión Fenosa Distribución.

Por ello se hace necesaria la ejecución de una subestación transformadora 132/30 kV, que permita la interconexión de la energía generada por el parque eólico a la red de distribución.

Desde el punto de vista de su cometido en la red, se puede considerar que la subestación del parque eólico Cerro de la Mira es de Generación, ya que tiene como objetivo, incorporar a la red los generadores eólicos a través del correspondiente transformador elevador.

2.2.- OBJETO DEL PROYECTO

El objeto de este apartado es describir las características técnicas esenciales y el conjunto de equipos e instalaciones que componen la Subestación Transformadora del **PARQUE EÓLICO CERRO DE LA MIRA 30/132 kV** intemperie-interior.

La Subestación tendrá la siguiente configuración:

- **Sistema de 132 kV** en intemperie, esquema lineal trafo-salida de línea.
 - **1 transformador de potencia** trifásico **132/30 kV, 40-50 MVA** de intemperie, aislados en aceite mineral, con regulación en carga mediante regulador de 21 posiciones en el lado de alta tensión.
- **Sistema de 30 kV** esquema de simple barra, tipo interior, en celdas de aislamiento en SF₆ compuesto por:
 - 2 celdas de línea.
 - 1 celda de salida al transformador de potencia
 - 1 celda de protección del transformador de Servicios Auxiliares.



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

Se dotará a la instalación de una reactancia trifásica de puesta a tierra en la salida de **30 kV** del transformador de potencia, que servirá para dar sensibilidad a las protecciones de tierra y dotar a las mismas de una misma referencia de tensión, así como para limitar la intensidad de defecto a tierra en el sistema de **30 kV**.

Cada una de las posiciones de **132 y 30 kV** estará debidamente equipada con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su operación segura.

Se prevé un edificio de control y celdas, que dispondrá de sala de control, sala de celdas, despachos, almacén, taller y aseos.

En la sala de control se ubicarán los cuadros y equipos de control, armarios de protecciones, cuadros de distribución de servicios auxiliares, equipos rectificador-batería y equipos de medida y comunicaciones.

2.3.- EMPLAZAMIENTO

La **SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA DEL PARQUE EÓLICO CERRO DE LA MIRA** estará ubicada en la zona Noreste de la provincia de Segovia.

El paraje donde se ubica la Subestación es denominado Cruz Del Muerto dentro de la Sierra denominada Sierra de Pradales, en el Término Municipal de Castroserracín.

El emplazamiento exacto de la instalación queda reflejado en la hoja de planos N° 1 que forma parte del “ANEXO I - PLANOS”.



2.4.- TOPOLOGÍA DE SUBESTACIÓN

Para el diseño de la subestación se ha escogido una configuración en simple barra.

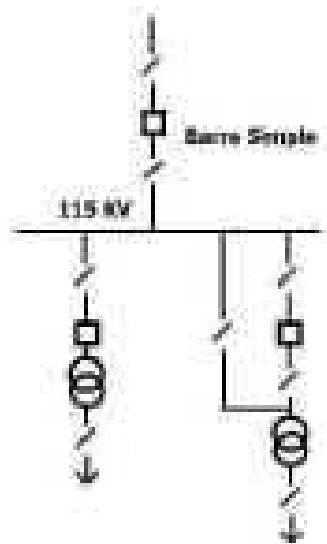


Figura 5 – Ejemplo de sistema de simple barra

Es el esquema más simple y económico, conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

VENTAJAS

- Instalación Simple
- Operación sencilla
- Costo reducido
- Conexiones sencillas a los aparatos
- Proyecto eléctrico simple
- Coordinación de protecciones sencilla

DESVENTAJAS

- No dan seguridad y continuidad de operación
- Ante fallo en barras, se interrumpe todo el sistema
- Durante el mantenimiento de equipos se elimina la salida
- No se puede alimentar las salidas independientemente
- No se puede ampliar la subestación sin ponerla fuera de servicio

Por todo ello, se ha adoptado esta configuración en simple barra muy habitual para instalaciones con menos de dos líneas ó dos transformadores de potencia.



2.5.- ESQUEMA UNIFILAR

El esquema unifilar adoptado para las tensiones de **132 kV** y de **30 kV** de esta instalación tipo se recoge en la hoja de planos nº 3.

En este esquema unifilar se han representado todos los circuitos principales que forman cada uno de los niveles de tensión, figurando las conexiones existentes entre los diferentes niveles y los elementos principales de cada uno de ellos.

2.5.1.- Sistemas de 132 kV

Se ha adoptado para la tensión de **132 kV** un esquema lineal con **UNA** posición combinada de transformador-salida de línea:

Aparellaje

El aparellaje con que se equipa esta posición es el siguiente:

- Un interruptor automático tripolar de corte en SF₆.
- Dos seccionadores trifásicos con cuchillas de puesta a tierra.
- Tres transformadores de Intensidad.
- Tres transformadores de Tensión.
- Tres pararrayos autoválvulas.

2.5.2.- Transformador de potencia

Se instalará:

- Un transformador de **40-50 MVA ONAN/ONAF** de relación nominal **132/30 kV** y conexión Ynd11.

El transformador dispondrá de regulación de la tensión en carga en el lado de alta tensión mediante regulador de 21 posiciones.



2.5.3.- Esquema de 30 kV

Responde al esquema de simple barra y se compone de las siguientes celdas:

- 1 celda de salida al transformador de potencia
- 2 celdas para salida de línea de circuitos 1 y 2 del **P.E. “CERRO DE LA MIRA”**.
- 1 celda del transformador de Servicios Auxiliares.

Aparellaje

Todos los circuitos se conectan al embarrado principal a través de un interruptor automático fijo.

Las celdas de salida de línea van dotadas de seccionador de tres posiciones y de un transformador de intensidad por fase.

También disponen de un transformador de intensidad por fase la celda de conexión al transformador de potencia.

2.5.4.- Reactancias de puesta a tierra

Para referir a tierra el sistema de **30 kV** y dotar a las protecciones de una misma referencia de tensión para detectar faltas a tierra, se instalará una reactancia trifásica de **1.000 A** durante **10** segundos.

Dicha reactancia se conectará junto al transformador de potencia **132/30 kV** correspondiente, en el lado de **30 kV** y su conexión se hará en zig-zag.

2.5.5.- Pararrayos de M.T.

Se instalarán tres pararrayos autoválvula unipolares de tensión nominal 36 kV, situados lo más cerca posible de las bornas del transformador. La corriente de descarga será de 10 kA

2.5.6.- Otras instalaciones

Además de los circuitos y elementos principales descritos en los anteriores apartados, también se ha reflejado en el esquema unifilar de **132** y **30 kV** la instalación de sus correspondientes aparatos de medida, mando, control y protecciones necesarios para la adecuada explotación. Por sus características, estos aparatos son de instalación interior, y para su control y fácil maniobrabilidad, se han centralizado en cuadros situados en el edificio de control y en cubículos destinados a tal fin en las propias celdas de interior.



2.6.- CARACTERÍSTICAS GENERALES

2.6.1.- Aislamiento

Los materiales que se emplearán en esta instalación serán adecuados y tendrán las características de aislamiento más apropiadas a su función.

Los niveles de aislamiento que se han adoptado, tanto para los aparatos, excepto el transformador, como para las distancias en aire, y según vienen especificados en el “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación” (MIE-RAT 12) [7], son los siguientes:

- En **132 kV**, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de **145 kV**, se adopta un nivel de aislamiento nominal de **650 kV** de cresta a impulso tipo rayo y **275 kV** eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.
- En **30 kV**, que corresponde a un valor normalizado de tensión más elevada para el material de **36 kV**, se adopta el nivel de aislamiento nominal máximo, que soporta **170 kV** de cresta a impulso tipo rayo y **70 kV** eficaces a frecuencia industrial durante un minuto.

2.6.2.- Distancias mínimas.

El vigente “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación” en el apartado 3 de la MIE-RAT 12, especifica las normas a seguir para la fijación de las distancias mínimas a puntos de tensión.

Las distancias, en todo caso, serán siempre superiores a las especificadas en dicha norma las cuales se recogen en la siguiente tabla:

Altitud de la instalación inferior a 1.000 m.

<i>Tensión nominal (kV)</i>	<i>Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo</i>	<i>Distancia mínima fase-tierra en el aire (cm)</i>	<i>Distancia mínima entre fases en el aire (cm)</i>
132	650	130	130
30	170	32	32

Tabla 1 – Distancias mínimas



En el sistema de **30 kV** se utilizan cables subterráneos apantallados y celdas prefabricadas de interior normalizadas por el fabricante, habiendo superado los ensayos de tipo correspondientes y siendo sometidas a ensayos específicos en cada suministro.

2.6.3.- Intensidades de cortocircuito.

Para el caso concreto de la **SUBESTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO CERRO DE LA MIRA 132/30 kV**, teniendo en cuenta la zona de conexión a la Red, se han considerado como valores más desfavorables los siguientes:

Intensidad de cortocircuito trifásico en 132 kV	4,735 kA
Intensidad de cortocircuito monofásico en 132 kV	4,446 kA

Tabla 2 – Intensidades de cortocircuito en el nivel de 132 kV

Puede comprobarse el cálculo detallado de estos valores en el Capítulo 3 “Cálculos Justificativos”



2.7.- ESTRUCTURA METÁLICA

Para el amarre de la línea de 132 kV que llega a la Subestación, así como salida de trazo en 30 kV, como para los soportes del aparellaje, se precisa la construcción y montaje de una estructura metálica que garantice el mantenimiento de las distancias reglamentarias exigidas por la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT-12.

Para el amarre de las líneas de 132 kV, se utilizarán pórticos contruídos a base de perfiles normalizados de acero de alma llena, de altura y luz adecuadas a cada uno de los sistemas.

Todo el aparellaje de la instalación eléctrica de intemperie irá sobre soportes metálicos. La estructura de los soportes del aparellaje se realizará en base a estructuras de acero de alma llena.

Las fundaciones necesarias para el anclaje de las estructuras se proyectarán teniendo en cuenta los esfuerzos aplicados, para asegurar la estabilidad al vuelco en las peores condiciones.

Toda la estructura metálica prevista será sometida a un proceso de galvanizado en caliente, una vez contruida, con objeto de asegurar una eficaz protección contra la corrosión.

Estas estructuras se completan con herrajes y tornillería auxiliares para fijación de cajas de centralización, sujeción de cables y otros elementos accesorios.

La estructura metálica consta en esencia de:

2.7.1.- Estructura metálica en 132 kV

- Dos columnas destinadas a formar el pórtico de amarre de la línea.
- Un dintel para el citado pórtico.
- Un soporte para el interruptor.
- Tres soportes para transformadores de intensidad.
- Tres soportes para transformadores de Tensión.
- Dos soportes para seccionador.
- Tres soportes para pararrayos autoválvula.

2.7.2.- Estructura metálica en 30 kV.

- Un soporte para la reactancia de puesta a tierra, autoválvulas, seccionadores, aisladores y terminales de los cables de potencia.
- Un soporte de embarrado de 30 kV en la salida del transformador, sobre su misma carcasa.

En las hojas de planos N° 4 y 5, aparece la implantación y secciones generales, en el que se reflejan la disposición que se ha dado al conjunto de la instalación en **30 kV**.



2.8.- EMBARRADOS

Los embarrados principales y auxiliares serán elegidos de forma que las temperaturas máximas previstas no provoquen calentamientos por encima de los 40° C sobre la temperatura ambiente. Asimismo, soportarán los esfuerzos electrodinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito previstas, sin que se produzcan deformaciones permanentes.

A continuación se reflejan las intensidades nominales y de diseño, tanto en régimen permanente como en condiciones de cortocircuito, apreciándose que se han elegido unos valores para el diseño de embarrados superiores a los nominales con un margen de seguridad suficiente:

- Sistema de 30 kV

- Intensidad nominal de la instalación: 962 A (máxima potencia del transformador)
- Intensidad máxima de cortocircuito soportada: 25 kA (1300 MVA para celdas)
- Intensidad de cortocircuito esperada: 13,26 kA (689 MVA en los embarrados de salida del transformador)

- Sistema de 132 kV

- Intensidad nominal de la instalación: 219 A (máxima potencia del transformador)
- Intensidad de cortocircuito de diseño: 31,5 kA
- Intensidad de cortocircuito esperada: 4,67 kA (1068 MVA en los embarrados de salida del transformador)

2.8.1.- Embarrados de 30 kV

Para el transformador de potencia de 50 MVA, en la salida de bornas del devanado secundario hasta su conexión con los terminales de los cables aislados, el embarrado estará constituido por tubo de cobre de 63/55 mm de diámetro, que admite un paso de corriente permanente de 1.610 A. La derivación a la reactancia será a base de tubo de cobre de 25/19 mm de diámetro, que admite un paso de corriente de 775 A.



La conexión entre los embarrados de salida del transformador de potencia y la celda de alimentación al modulo de 30 kV se hace a través de dos ternas de cable de potencia, tipo RHZ1-Al 400 mm², 18/30 kV y terminales flexibles, que proporcionan una intensidad máxima de 1.401 A por fase después de aplicarle los coeficientes correctores correspondientes a tipo de instalación y agrupación de ternas. Los coeficientes aplicados son los siguientes, en base a lo indicado en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión de 19 de Marzo de 2008 [6]:

- $K_i = 0,87$ por temperatura del aire superior a 40° C, motivado por el tipo de instalación en canales al aire en el que el calor disipado por los cables no puede difundirse libremente provocando un calentamiento del aire circundante. Para compensarlo se ha estimado una sobreelevación de T^a del orden de 15 K.
- $K_{ii} = 0,88$ por agrupación de cables unipolares tendidos sobre bandejas continuas con separación entre cables igual a un diámetro.

2.8.2.- Embarrados de 132 kV

Los embarrados secundarios se realizarán con cable desnudo de aluminio homogéneo, tipo Gladiolus, de 35,91 mm de diámetro, equivalente a 766,5 mm² de sección nominal, que admite un paso de corriente permanente de 1430 A.

2.8.3.- Piezas de conexión

Con el fin de absorber las variaciones de longitud que se produzcan en los embarrados de **30 kV** por efecto de cambio de temperaturas, se instalarán piezas de conexión elásticas, en los puntos más convenientes, que permitan la dilatación de los tubos sin producir esfuerzos perjudiciales en las bornas del aparellaje.

En el sistema de **30 kV**, en las zonas en las que se utilice conductor desnudo, se utilizarán uniones de aleación de cobre con tornillería de acero inoxidable sin embutir y que cumplan las características indicadas anteriormente.

2.8.4.- Aisladores soporte para 30 kV

El embarrado de **30 kV** en la salida de bornas del transformador de potencia, se sustenta sobre aisladores de apoyo de las siguientes características:

- Tipo C6-170
- Tensión de servicio..... 36 kV
- Tensión soportada bajo lluvia 70 kV
- Tensión soportado a onda de choque 170 kV cresta
- Carga de rotura a flexión 4.000 N
- Carga de rotura a torsión..... 800 N.m



2.9.- TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para la transformación de **132/30 kV** se ha previsto el montaje de un transformador de potencia trifásico, de columnas, en baño de aceite, tipo intemperie.

CONDICIONES DE SERVICIO

- Instalación.....Exterior
- Clase de servicioContinuo
- Temperatura aire ambiente.....Mínima: -10°C
Máxima: +45°C
Tª Media < 35°C
- Polución del aire ambiente.....Nivel III, fuerte, (25mm/kV)
- Sismicidad.....Despreciable
- Viento.....Velocidad máxima 120km/h
- Radiación solar< 1000W/m²

CARACTERÍSTICAS GENERALES

- Norma de construcción.....IEC 60076
- Potencia normalizada ONAN40 MVA
- Potencia normalizada ONAF.....50 MVA
- Grupo de conexión.....YNd11
- Tensión nominal del primario132.000 ± 10x 1 %
- Tensión nominal del secundario.....30.000V
- Regulación en el lado de 132Kv.....En carga, cambiador MR
- Frecuencia de servicio.....50Hz
- Tensión de cortocircuito.....12%

TENSIÓN DE AISLAMIENTO Y ENSAYOS

- Tensión más elevada para el material
 - ✓ Fases, lado de 132 kV.....145 kV
 - ✓ Neutro, lado de 132 kV.....72,5 kV
 - ✓ Fases, lado de 30 kV.....36 kV



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

- Tensión soportada a impulso tipo rayo
 - ✓ Fases, lado de 132 kV.....650 kV
 - ✓ Neutro, lado de 132 kV325 kV
 - ✓ Fases, lado de 30 kV.....170 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial, 1 min
 - ✓ Fases, lado de 132 kV.....275 kV
 - ✓ Neutro, lado de 132 kV.....140 kV
 - ✓ Fases, lado de 30 kV.....70 kV

CALENTAMIENTO MÁXIMO PARA Tª AMBIENTE 40°C

En servicio continuo a la frecuencia y potencia asignada, en cualquiera de las tomas, para funcionamiento con refrigeración ONAN ó con refrigeración ONAF, los calentamientos permitidos serán los siguientes:

- Calentamiento medio de los devanados.....65K
- Calentamiento del aceite en la zona superior.....60K
- Calentamiento punto más caliente de los devanados.....78K

BORNAS DE CONEXIÓN

- Lado de 132 kV, fases
 - ✓ Disposición.....Al aire
 - ✓ Línea de fuga mínima.....3.625 mm
- Lado de 30 kV
 - ✓ Disposición.....Al aire
 - ✓ Línea de fuga mínima.....900 mm

PÉRDIDAS GARANTIZADAS

- ✓ Pérdidas en vacío límite de referencia.....26 kW
- ✓ Pérdidas en carga (ONAF a 75°C) límite de ref...210 kW

REGULACIÓN DE TENSIÓN.

El transformador va provisto de regulación de tensión en carga mediante regulador de 21 posiciones en el devanado primario (132 kV).



REFRIGERACIÓN.

La refrigeración del transformador es ONAN/ONAF mediante radiadores adosados a la cuba (con independización mediante válvulas) y motoventiladores accionados por termostato.

PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR

Las protecciones propias de cada transformador constan del siguiente equipo:

- Dos indicadores magnéticos de nivel de aceite, uno para el aceite de la cuba del transformador y otro para el aceite del regulador, con contacto de alarma por nivel bajo.
- Dispositivo liberador de presión con contactos de alarma y disparo.
- Relés Buchholz de dos flotadores con contacto de alarma y disparo (uno para el transformador y otro para el regulador).
- Termómetro de contacto indicador de temperatura del aceite del transformador, con cuatro microinterruptores ajustados con los siguientes usos: disparo y alarma por temperatura.



2.10.- INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE 132 KV

Para la apertura y cierre de los circuitos de línea y transformador de potencia en carga, se ha previsto la instalación de interruptores automáticos tripolares de SF₆ para intemperie.

Las características más esenciales de estos interruptores son:

- Tensión de servicio..... 145 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Intensidad nominal de servicio..... 2.000 A
- Poder de corte nominal bajo c.c. 31,5 kA
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz 275 kV
- Tensión de ensayo con onda 1,2/50 μ s..... 650 kV
- Duración nominal de la corriente de cortocircuito 3 s
- Ciclo nominal de maniobra O-0,3s-CO-3 min-CO
- Tipo de reenganche Monofásico

La cámara de extinción de los interruptores es de gas SF₆ con autosoplado.

Cada uno de los tres polos de cada interruptor está montado sobre una estructura individual y estará equipado con un mando para accionamiento tripolar.

El aislamiento fase-tierra está formado por un aislador soporte de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior.

El recinto interno de cada polo está lleno de gas bajo una presión de servicio controlada que garantiza el pleno poder de corte y características de aislamiento hasta una temperatura de al menos -30 °C sin necesidad de calefacción adicional.



2.11.- TRANSFORMADORES DE TENSION 132 kV

Para alimentar los equipos de medida y protecciones se instalarán en la salida de línea de **132 kV**, tres transformadores de tensión inductivos, cuyas características eléctricas más esenciales son:

- Norma de fabricación IEC 60044-1
- Frecuencia 50 Hz
- Tensión nominal 132 kV
- Tensión máxima de servicio 145 kV
- Relación de transformación:
 - ✓ Primer arrollamiento $132:\sqrt{3}/0,110:\sqrt{3}$ kV
 - ✓ Segundo arrollamiento $132:\sqrt{3}/0,110:\sqrt{3}$ kV
 - ✓ Tercer arrollamiento $132:\sqrt{3}/0,110:\sqrt{3}$ kV
- Potencias y clase de precisión (simultáneas):
 - ✓ Primer arrollamiento 15 VA, Cl. 0,2
 - ✓ Segundo arrollamiento 20 VA, Cl 0.5 - 3P
 - ✓ Tercer arrollamiento 50 VA, Cl. 3 P
- Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min. 275 kV
- Tensión de prueba con onda de choque 1,2/50 μ s. 650 kV
- Sobretensión admisible en permanencia $1,2 \times U_N$
- Aislador Porcelana marrón
- Línea de fuga 25 mm/kV



2.12.- SECCIONADORES

Para poder efectuar los necesarios seccionamientos, se ha previsto el montaje de dos seccionadores que se describen a continuación.

- Tensión nominal 132 kV
- Tensión máxima de servicio 145 kV
- Intensidad nominal 1.250 A
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad admisible de corta duración (1 s) 31,5 kA (val.eficaz)
- Tipo de accionamiento
 - ✓ Cuchillas principales Eléctrico
 - ✓ Puesta a tierra manual
- Tensión nominal soportada a impulso con onda de 1,2/50 μ s 650 kV
- Tensión nominal soportada a frecuencia industrial 275 kV
- Tensión auxiliar para mando y motores en c.c. 125 Vcc
- Línea de fuga mínima entre fase y tierra 25 mm/kV

Los seccionadores son tripolares de intemperie y están formados por tres polos independientes, montados sobre una estructura común.

Cada fase consta de tres columnas de aisladores. Las dos columnas laterales son fijas y en su extremo superior llevan el contacto fijo y toma de corriente, mientras que, la columna central es giratoria y en ella va montada la cuchilla realizando dos rupturas por fase.

El accionamiento en las tres columnas rotativas se hace simultáneo con un mando único, mediante un sistema articulado de tirantes de tubo, debidamente ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases sea sincronizada.

Los seccionadores van provistos de unas cuchillas de puesta a tierra, con mando independiente, que llevan un enclavamiento mecánico que impide cualquier maniobra estando las cuchillas principales cerradas. Todos los accionamientos de los seccionadores principales tendrán mando eléctrico y el del seccionador de tierra tendrá mando manual.



2.13.- TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD 132 kV

Montados junto a los interruptores de 132 kV de cada posición y en el lado de trafa, se instalarán tres transformadores de intensidad, uno por fase, que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Las características principales de éstos transformadores son las siguientes:

- Tensión nominal..... 132 kV
- Tensión más elevada para el material..... 145 kV
- Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial 275 kV
- Tensión soportada bajo impulso tipo rayo (valor de cresta) 650 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Línea de fuga mínima..... 25 mm/kV
- Tipo de aislamiento exterior..... Cerámico
- Sobreintensidad admisible en permanencia $1,2 \times U_N$
- 1^{er} devanado
 - ✓ Relación de transformación..... 300-600/5
 - ✓ Potencia..... 10 VA
 - ✓ Clase de precisión..... 0,2S
 - ✓ Aplicación RPM
- 2^o devanado
 - ✓ Relación de transformación..... 300-600/5
 - ✓ Potencia..... 30VA
 - ✓ Clase de precisión..... 0,5
 - ✓ Aplicación..... TCP-90
- 3^{er} devanado
 - ✓ Relación de transformación..... 300-600/5
 - ✓ Potencia..... 30VA
 - ✓ Clase de precisión..... 5P20
 - ✓ Aplicación..... 87T
- 4^o devanado
 - ✓ Relación de transformación..... 300-600/5
 - ✓ Potencia..... 30VA
 - ✓ Clase de precisión..... 5P20
 - ✓ Aplicación..... 50-51



2.14.- PARARRAYOS

Para proteger los transformadores de potencia contra las sobretensiones de origen atmosférico o las que por cualquier otra causa pudieran producirse, se ha previsto la instalación de dos juegos de tres pararrayos autoválvula de las siguientes características.

Las características principales de las autoválvulas previstas son:

- Tensión máxima de servicio..... 145 kV
- Tensión nominal del pararrayos 120 kV
- Tensión máxima asignada en permanencia (MCOV) 92 kV
- Intensidad nominal de Descarga..... 10 kA
- Frecuencia 50 Hz
- Clase de descarga de línea..... 3
- Tensión de prueba a frecuencia industrial durante 1 min..... 275 kV
- Tensión de prueba con onda de choque 1,2/50 μ s..... 650 kV
- Tipo de aislamiento exterior..... porcelana
- Línea de fuga fase-tierra 3.625 mm

Las autoválvulas a utilizar serán de óxido de zinc con recubrimiento exterior de porcelana.

Así mismo se instalarán tres pararrayos en el lado de 30 kV lo más cerca posible a las bornas de cada transformador, para proteger contra sobretensiones que pudieran llegar del lado de 30 kV.



2.15.- REACTANCIAS DE PUESTA A TIERRA

Para el transformador se instalará una reactancia trifásica de puesta a tierra, en baño de aceite, cuyas características principales son;

- Tensión nominal 30 kV
- Frecuencia 50 Hz
- Grupo de conexión Zig-zag
- Intensidad de defecto a tierra por el neutro: 1.000 A
- Duración del defecto a tierra por el neutro: 10 s
- Tensión de ensayo a 50 Hz 70 kV
- Tensión de prueba con onda de choque 1,2/50 μ s 170 kV

Las protecciones propias de la reactancia serán termómetro, válvula de alivio de sobrepresión, relé Buchholz y nivel anormal de aceite.

En cada una de las fases y en el neutro lleva incorporados transformadores de intensidad tipo Bushing para protecciones, con las siguientes características:

- En Fases: 3 T/i tipo BR, relación 300/5 A, 15 VA 5P20
- En Neutro: 1 T/i tipo BR, relación 300/5 A, 15 VA, 5P20

Como protección de sobreintensidad en las fases se emplea un relé trifásico, instantáneo, y para la protección de sobreintensidad homopolar, un relé de acción diferida y tiempo inverso.



2.16.- CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las características constructivas de estas celdas son de tipo encapsulado metálico, aislamiento en SF₆, para instalación en interior.

Las celdas se instalarán agrupadas para cada transformador, constituyendo un conjunto modular formado por los siguientes elementos:

- 2 celdas de salida de línea.
- 1 celda de medida.
- 1 celda de protección del transformador de Servicios Auxiliares.
- Conjunto de 3 transformadores de tensión para su conexión a barras

La intensidad nominal en servicio continuo de las barras generales es de **1250 A**, así como la de los circuitos de alimentación a barras generales en las celdas de transformador. En el resto de celdas, la intensidad nominal en servicio continuo de los circuitos de alimentación de barras generales es de 630 A.

La tensión máxima de servicio es **36 kV**, que corresponde a unas tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto de 70 kV y a onda de choque de 1,2/50 µs de 170 kV, según normas C.E.I. y el reglamento MIE-RAT 12.

Las celdas disponen de un compartimento estanco aislado en gas SF₆ conteniendo el interruptor automático y el seccionador, siendo las barras del tipo capsulado seco. El aislamiento integral en SF₆ permite mantener las partes en tensión aisladas de cualquier contacto exterior e independientes por tanto de las condiciones ambientales.

CARACTERISTICAS GENERALES CELDAS DE SALIDA DE LÍNEA Y TRANSFORMADOR

El aparellaje con el que va dotado cada tipo de celda es el siguiente:

- 1 interruptor automático de tipo fijo.
- 3 transformadores de intensidad.
- 1 seccionador de tres posiciones (abierto-cerrado-PAT).
- 3 terminales unipolares.

Las características eléctricas del aparellaje descrito para cada celda son las siguientes:



Interruptores

- Tensión nominal 36 kV
- Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz 70 kV
- Tensión de ensayo onda de choque 1,2/50 μ s 170 kV
- Intensidades nominales:
 - ✓ Celdas de línea 630 A
 - ✓ Celda Transformador 1.250 A
- Poder de corte simétrico 25 kA
- Aislamiento en SF6

Transformadores de intensidad (celda de transformador):

- Relación de transformación 500-1.000 / 5-5-5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - ✓ Primer núcleo (medida) 15 VA Cl. 0,2S
 - ✓ Segundo núcleo (señales) 15 VA Cl. 0,5
 - ✓ Tercer núcleo (protección) 15 VA 5P20
 - ✓ Cuarto núcleo (protección) 15 VA 5P20
- Tensión nominal de aislamiento 36 kV

Transformadores de intensidad (celdas de línea):

- Relación de transformación 300-600 / 5-5 A
- Potencias y clases de precisión:
 - Primer núcleo (medida) 15 VA Cl. 0,5
 - Segundo núcleo (protección) 15 VA Cl. 5P20
- Tensión nominal de aislamiento 36 kV



Transformadores de tensión

- Tensión máxima de servicio..... 36 kV
- Relación..... 30:√3/0,110:√3-0,110:√3-0,110:3 kV
- Potencias y clases de precisión:
 - ✓ Primer núcleo (medida facturación).....15 VA Cl. 0,2
 - ✓ Segundo núcleo (medidas).....15 VA Cl. 0,5
 - ✓ Tercer núcleo (protecciones).....15 VA Cl. 3P

Seccionadores

Los seccionadores disponen de tres posiciones (abierto, cerrado, puesto a tierra), y son tripolares con accionamiento manual de maniobra brusca y enclavamiento mecánico y eléctrico con el interruptor. La puesta a tierra de los cables se realiza a través del interruptor automático disponiendo el seccionador en la posición de puesta a tierra.

Terminales para cables

Tipo modular flexible para cable de potencia **18/30 kV**.

CARACTERÍSTICAS DE LA CELDA DE PROTECCIÓN DEL TRAFIO DE SS.AA.

Las características generales de este tipo de celdas son las siguientes:

- Interruptor trifásico, con posiciones de conexión-seccionamiento-puesta a tierra con las siguientes características:
 - ✓ $V_{nominal}$ 36 kV
 - ✓ $I_{nominal}$ 200 A
 - ✓ Intensidad de corta duración..... 16 kA
 - ✓ Capacidad de cierre sobre cortocircuito 40 kA cresta
- Porta fusibles para cartuchos de 36 kV.
- Cartuchos fusibles de 36 kV – 20 A de bajas pérdidas, fríos y de alto poder de corte, dotado de sistema percutor con limitador de temperatura integrado.
- 1 Seccionador de Puesta a Tierra, $V_{nominal} = 36$ kV, que efectúa esta puesta a tierra sobre los contactos inferiores de los fusibles, mando manual.



2.17.- SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares de la Subestación estarán atendidos necesariamente por los dos sistemas de tensión (c.a. y c.c.). Para la adecuada explotación del centro, se instalarán sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control, protección y medida.

Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares de c.a. y c.c. se ha dispuesto el montaje de un cuadro de centralización de aparatos formado por bastidores modulares a base de perfiles y paneles de chapa de acero.

El cuadro consta de dos zonas diferenciadas e independientes, donde se alojan respectivamente los servicios de corriente alterna y corriente continua.

Cada servicio está compartimentado independientemente y tiene su acceso frontal a través de las puertas con cerradura en las que se ha fijado el esquema sinóptico.

El cable de media tensión desde la celda de protección del trafo de Servicios Auxiliares hasta el propio trafo será de Aluminio de 240 mm^2 de sección.

El cableado en baja tensión desde el trafo de SS.AA. hasta el cuadro se realizará con cable Al 0,6/1 kV de 240 mm^2 que admite en servicio permanente 360 A.

Como alimentación de reserva se instalará un grupo electrógeno, de arranque automático, de 50 kVA.

2.17.1.- Servicios auxiliares de C.A.

Para disponer de estos servicios se ha previsto la instalación de un transformador de servicios auxiliares de 100 kVA. Este transformador alimenta en baja tensión el cuadro de servicios auxiliares situado en el edificio de mando y control. Las características de dicho transformador son:

- Potencia nominal 100 kVA
- Tensión primaria $20 \pm 2,5 \pm 5\% \text{ kV}$
- Tensión secundaria 400-232 V
- Grupo de conexión Yzn11



2.17.2.- Servicios auxiliares de C.C.

Para la tensión de corriente continua se ha proyectado la instalación de un equipo principal y otro de reserva compacto rectificador – batería de 125 V.c.c. que alimenta todos los servicios (control, fuerza y protecciones de reserva) de 75 y 48 A/h respectivamente.

Además del equipo mencionado anteriormente, se instalará una fuente de alimentación conmutada para los equipos de comunicaciones, que se alimentará a 125 V.c.c. y tendrá una tensión de salida de 48 V.c.c.

2.17.3.- Equipos Rectificador-batería

- EQUIPO PRINCIPAL

El equipo principal será de 25 Amperios de intensidad nominal y 125 Vc.c. de tensión nominal, con batería de Ni-Cd., compuesta por 93 elementos de media intensidad de descarga, del tipo KM75P o de referencia equivalente y de 75 Ah. de capacidad nominal, para cumplir con el diagrama de solicitaciones previsto. Las características de los equipos que lo integran son:

- Rectificador - Cargador

- ✓ Tensión de alimentación: trifásica 380 V c.a. +15% / -10%
- ✓ Frecuencia : 50 Hz. \pm 5%
- ✓ Tensión nominal de utilización: 125 V c.c. Durante la carga excepcional se supone que la utilización está desconectada del equipo cargador. Los límites de la tensión de salida del equipo son:
- ✓ Tensión de flotación: 131,26 V
- ✓ Tensión de carga rápida: 138,57 V
- ✓ Tensión de carga excepcional: 153,45 V
- ✓ Intensidad nominal de salida del cargador: 25 A, los cuales se reparten entre la corriente de carga de batería, los consumos de 125VDC y el convertidor 125V/48V en caso de estar operativo.
- ✓ Estabilidad de la tensión de carga : \pm 1%
- ✓ Tres niveles de tensión de carga: flotación, carga rápida y carga excepcional manual (esta última solamente recomendada para la puesta en servicio).

- Protecciones

- ✓ Interruptor automático de entrada
- ✓ Protección contra sobretensiones en la entrada de alterna y en la utilización



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

- ✓ Protección contra sobrecorrientes
- ✓ Protección RC en los semiconductores
- ✓ Fusible de salida de cargador

○ Batería

La batería es de Ni-Cd, compuesta por 93 elementos de media intensidad de descarga, de placas de bolsa, tipo KM75P o de referencia equivalente y de 75 Ah. de capacidad nominal.

La batería está soportada por 3 bandejas extraíbles y se alojará en el interior del armario junto con el rectificador.

○ Convertidor 125VDC/48VDC – 500W

El equipo integra un convertidor de 500W para dar servicio a los consumos de 48VDC a partir del bus de 125VDC generado por la batería 93KM75P y el equipo MIT.

○ Armario

El sistema cargador batería se aloja en un armario metálico , con acceso al mismo mediante doble puerta frontal y de las siguientes dimensiones :

- ✓ Alto : 2.145 mm. ✓ Frente : 814 mm. ✓ Fondo : 625 mm.

• EQUIPO RESERVA

El equipo de reserva será de de 15 Amperios de intensidad nominal y 125 Vc.c. de tensión nominal, con batería de Ni-Cd., compuesta por 93 elementos de media intensidad de descarga, del tipo KM48P o de referencia equivalente de 48 Ah. de capacidad nominal . Las características de los equipos que lo integran son:

○ Rectificador - Cargador

- ✓ Equipo cargador tipo : MIT1–125V/15 A
- ✓ Tensión de alimentación: monofásica 220 V c.a. +15% / -10%
- ✓ Frecuencia : 50 Hz.± 5%
- ✓ Tensión nominal de utilización: 125 V c.c. Durante la carga excepcional se supone que la utilización está desconectada del equipo cargador. Los límites de la tensión de salida del equipo son:
- ✓ Tensión de flotación: 131,26 V
- ✓ Tensión de carga rápida: 138,57 V



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

- ✓ Tensión de carga excepcional: 153,45 V
- ✓ Intensidad nominal de salida del cargador: 15 A, los cuales se reparten entre la corriente de carga de batería y los consumos de 125VDC
- ✓ Estabilidad de la tensión de carga : $\pm 1\%$
- ✓ Tres niveles de tensión de carga: flotación, carga rápida y carga excepcional manual (esta última solamente recomendada para la puesta en servicio).

○ Protecciones

- ✓ Interruptor automático de entrada
- ✓ Protección contra sobretensiones en la entrada de alterna y en la utilización
- ✓ Protección contra sobrecorrientes
- ✓ Protección RC en los semiconductores
- ✓ Fusible de salida de cargador
- ✓ Fusibles de salida en utilización
- ✓ Seccionador de utilización
- ✓ Distribución de salida formada por las siguientes protecciones magnetotérmicas bipolares con contacto auxiliar para reportar señalización remota:
 - 3 automáticos curva B de 25 A
 - 1 automático curva B de 10 A
 - 1 automático curva B de 20 A

○ Batería

La batería es de Ni-Cd, compuesta por 93 elementos de media intensidad de descarga, de placas de bolsa, tipo KM48P o de referencia equivalente y de 48 Ah. de capacidad nominal.

○ Armario

El sistema cargador batería se aloja en un armario metálico , con acceso al mismo mediante doble puerta frontal y de las siguientes dimensiones :

- ✓ Alto : 2.145 mm. ✓ Frente : 814 mm. ✓ Fondo : 624 mm.



2.18.- CUADROS DE CONTROL Y ARMARIOS DE PROTECCIONES

El mando y control de la Subestación Transformadora, así como los equipos de protección y automatismo, se instalarán en armarios constituidos por paneles de chapa de acero y un chasis formado con perfiles y angulares metálicos del mismo material.

2.18.1.- Unidades de Control

El mando y control de la subestación será de tipo digital y estará constituido por:

- Una **Unidad de Control de Subestación (UCS)** dispuesta en un armario de chapa de acero, en el que se ubicarán, además de la unidad de control propiamente dicha, una pantalla y un teclado en el frente, un reloj de sincronización **GPS**, una unidad de control para adquisición de las señales de los servicios auxiliares y una bandeja para la instalación de los módem de comunicación con el telemando. Esta unidad (junto con la existente en la S.T. Cantalejo) posibilitará la existencia de un teledisparo que permita el envío de señales de teleprotección que enclave los dos interruptores de cabecera (S.T. La Cantalejo y la S.T. del parque eólico Cerro de la Mira objeto de este proyecto)
- Una **Unidad de Control de Posición (UCP)**, constituida por un rack de 19". En el caso de las posición de línea de **132 kV** y transformador de potencia, la **UCP** se alojará en el correspondiente armario de control y protecciones. En el caso de las celdas de **30 kV**, las **UCP's** irán alojadas en el compartimento de control de cada celda, soportadas sobre la puerta abatible superior de dicho compartimento. Las comunicaciones entre las diferentes **UCP's** y la **UCS** se realizarán a través de una estrella óptica con fibra de cristal multimodo de 62,5/125 μm .

Desde cada **UCP** se podrá controlar y actuar localmente sobre la posición asociada y desde la **UCS** se podrá controlar cualquiera de las posiciones, así como disponer de información relativa a medidas, alarmas y estado en general.

Las mínimas señales a telemando son:

- Abrir y cerrar interruptor de interconexión a 132 kV
- Abrir y cerrar seccionadores 132 kV.
- Subir y bajar tomas transformador de potencia
- Abrir y cerrar interruptor 30 kV línea 1
- Abrir y cerrar interruptor 30 kV línea 2

2.18.2.- Armarios de Control y protecciones

Se instalará un armario de control y protecciones. Las protecciones de red propias de un sistema de generación irán instaladas en el mismo.



El armario de control y protección estará compuesto por chasis construido con perfiles metálicos, cerrado por paneles laterales fijos, acceso anterior con chasis pivotante y puerta frontal de cristal o policarbonato ignífugo, lo cual permite una gran visibilidad, protección contra polvo y suciedad, y fácil manejo y acceso a los aparatos instalados.

2.18.3.- Protecciones de la línea de 132 kV

Para la línea de **132 kV** se instalarán los siguientes equipos de protección:

- Una protección principal-1 de distancia (21) de tres fases y tierra con capacidad de funcionar asociada a una teleprotección en esquema de comparación direccional, con función adicional de sobreintensidad direccional de neutro (67N) de reserva integrada y reenganchador (79) incorporado. El disparo será trifásico y deberá llevar la función oscilo incorporada.
- Dos relés de vigilancia de bobinas de disparo (primeras y segundas bobinas), con tres unidades unipolares.

La función de disparo de discordancia de polos se realizará en la **UCP** dentro de las funciones automáticas propias del control digital.

2.18.4.- Protecciones de transformador

Para el transformador se instalarán los siguientes equipos de protección;

- Una protección de sobreintensidad (50/51+50/51N) de tres fases y neutro con característica inversa y reenganche incorporado (79). La protección llevará incorporada la función oscilo.
- Una protección diferencial de transformador (87) de dos devanados, de frenado porcentual por armónicos y filtrado para corriente de neutro.
- Un relé maestro (86) de disparo y bloqueo por actuación de las protecciones de máquina y diferencial.
- Un relé de sobreintensidad (50TZ, 51G) de tres fases y neutro para la protección instantánea de la reactancia de puesta a tierra del sistema de **30 kV** y protección temporizada de neutro de reserva para faltas en el cable de potencia desde las bornas de baja del transformador hasta la posición de entrada de las celdas de **30 kV**.
- Dos relés de vigilancia de bobinas de disparo (primeras y segundas bobinas) con tres unidades unipolares.
- Protecciones usuales de máquina (63, 49, 26).
- La función de disparo por discordancia de polos se realizarán en la **UCP** dentro de las funciones automáticas propias del control digital.



2.18.5.- Protecciones de red

- Un relé de mínima tensión (27) (tres unidades de medida entre fases) con disparo temporizable entre 0 y 1 segundo.
- Un relé de máxima tensión monofásica (59) con disparo temporizable entre 0 y 1 segundo.
- Un relé de máxima-mínima frecuencia (81M/m), con unidad de mínima frecuencia ajustable entre 48 y 50 Hz, unidad de máxima frecuencia ajustable entre 50 y 51 Hz y temporización ajustable entre 0 y 1 segundo.

Estas protecciones correspondientes a la generación actuarán sobre los interruptores del transformador de **132 kV**.

2.18.6.- Protecciones de las celdas de 30 kV

Todas las funciones de protección del sistema de MT basadas en sobreintensidad estarán integradas dentro de las propias unidades de control de posición (**UCP's**) como conjunto único.

Protecciones de línea de 30 kV

- Un Terminal de Protección y Control para Distribución compuesto por las siguientes funciones 3x50/51 + 27 + 59 + 81 M/m

Protecciones de transformador de 30 kV

- Un Terminal Integrado de Protección, Control y Medida compuesto por las siguientes funciones 3x50/51 + 27 + 59 + 81 M/m



2.19.- MEDIDA

2.19.1.- Medida de energía

Los requerimientos en cuanto a medida de energía para facturación habrán de ser acordados con la Compañía Distribuidora. Considerando el punto de entrega en el interruptor de **132 kV**. Se instalarán dos contadores y registradores independientes de LANDYS para las medidas principal y redundante de la instalación. Para ello se ha contemplado el siguiente equipamiento:

- Dos contadores de Landis & Gyr (principal y redundante) ZMQ202C.2 independientes x/110V x/5^a de muy alta precisión, para medida de energía activa en doble sentido (clase 0,2S) y energía reactiva en los cuatro cuadrantes (clase 0,5).
- Dos registradores de Landis & Gyr (principal y redundante) RMC.T1.A /110 para P.M. de Tipo 1. Con alimentación de respaldo en continua y salidas de contactos para almacenar la información del contador.
- Una Unidad de comunicación MULTICON GSM-NET combinada para red telefónica móvil y red Ethernet/TCPIP con capacidad para concentrar hasta 4 contadores/registradores.
- Armario mural para 2 puntos de medida (Principal + Redundante) de dimensiones 1000 x 750 x 300.



2.20.- TELECONTROL Y COMUNICACIONES

La instalación se explotará en régimen abandonado, por lo que se dotará a la Subestación de un sistema de Telecontrol, el cual se encargará de recoger las señales, alarmas y medidas de la instalación para su transmisión a los centros remotos de operación de la compañía explotadora del parque.

La información a transmitir será tratada y preparada por el sistema de control y la transmisión se realizará por vía telefónica o por vía radio. El tipo de comunicación se definirá en fases posteriores del proyecto.

Los equipos de comunicaciones a instalar se alimentarán desde un equipo rectificador-batería que tendrá una tensión de salida de 48 V.c.c.

2.20.1.- Teleseñal y telealarmas

- Interruptor de interconexión muelles destensados
- Interruptor de interconexión, baja presión SF₆, alarma
- Interruptor interconexión, baja presión SF₆, disparo
- Interruptor interconexión, disparo alimentación cc
- Interruptor interconexión, falta sincronismo
- Interruptor interconexión, alarma relés interconexión
- Interruptor interconexión, disparo sobreintensidad
- Interruptor interconexión, disparo potencia inversa
- Interruptor interconexión, disparo máx. y mín. tensión
- Interruptor interconexión, disparo máx. y mín. frecuencia
- Interruptor interconexión, tensión homopolar
- Interruptor interconexión, disparo por neutro transformador
- Interruptor interconexión, disparo y bloqueo por diferencial
- Interruptor interconexión, abierto
- Interruptor interconexión, cerrado
- Seccionador lado barras abierto
- Seccionador lado barras cerrado
- Seccionador lado transformador abierto
- Seccionador lado transformador cerrado
- Transformador 40/50 MVA, alarma sobretemperatura
- Transformador 40/50 MVA, alarma nivel de aceite
- Transformador 40/50 MVA, disparo movimiento brusco aceite
- Transformador 40/50 MVA, disparo movimiento brusco aceite regulador
- Transformador 40/50 MVA, disparo sobretemperatura



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

- Transformador 40/50 MVA, disparo sobretensión termostato
- Transformador 40/50 MVA, disparo sobrepresión
- Transformador 40/50 MVA, disparo cuba
- Transformador de tensión facturación, disparo secundario
- Transformador de tensión medidas, disparo secundario
- Transformador de tensión, protección, disparo secundario
- Falta tensión servicios auxiliares ca
- Servicios auxiliares, disparo interruptor baja tensión
- Servicios auxiliares, arranque grupo electrógeno
- Servicios auxiliares, disparo interruptor cc
- Servicios auxiliares, disparo interruptor alarma y señalización
- Servicios auxiliares, anomalía rectificador
- Mínima tensión en barras 30 kV
- Toma posición regulación en carga transformador 40/50 MVA
- Interruptor 30 kV transformador, disparo por sobreintensidad
- Interruptor 30 kV transformador, disparo por tensión homopolar
- Interruptor 30 kV transformador, anomalía en el circuito de mando
- Interruptor 30 kV Línea 1, disparo por sobreintensidad
- Interruptor 30 kV línea 1, anomalía circuito de mando
- Interruptor 30 kV Línea 2, disparo por sobreintensidad
- Interruptor 30 kV línea 2, anomalía circuito de mando
- Interruptor 30 kV línea 1 abierto
- Interruptor 30 kV línea 1 cerrado
- Interruptor 30 kV línea 2 abierto
- Interruptor 30 kV línea 2 cerrado
- Falta cc en celdas



2.20.2.- Telemedida

- Tensión líneas entrada
- Intensidad interconexión
- Potencia activa en interconexión
- Potencia reactiva en interconexión
- Tensión barras 30 kV
- Intensidad interruptor 30 kV línea 1
- Intensidad interruptor 30 kV línea 2
- Potencia activa línea 1
- Potencia reactiva línea 1
- Potencia activa línea 2
- Potencia reactiva línea 2
- Tensión BT transformador servicios auxiliares
- Tensión rectificador cc
- Detección intrusos
- Detección incendios



2.20.3.- Armario de Comunicaciones

El suministro del armario de comunicaciones constará de los siguientes elementos físicos:

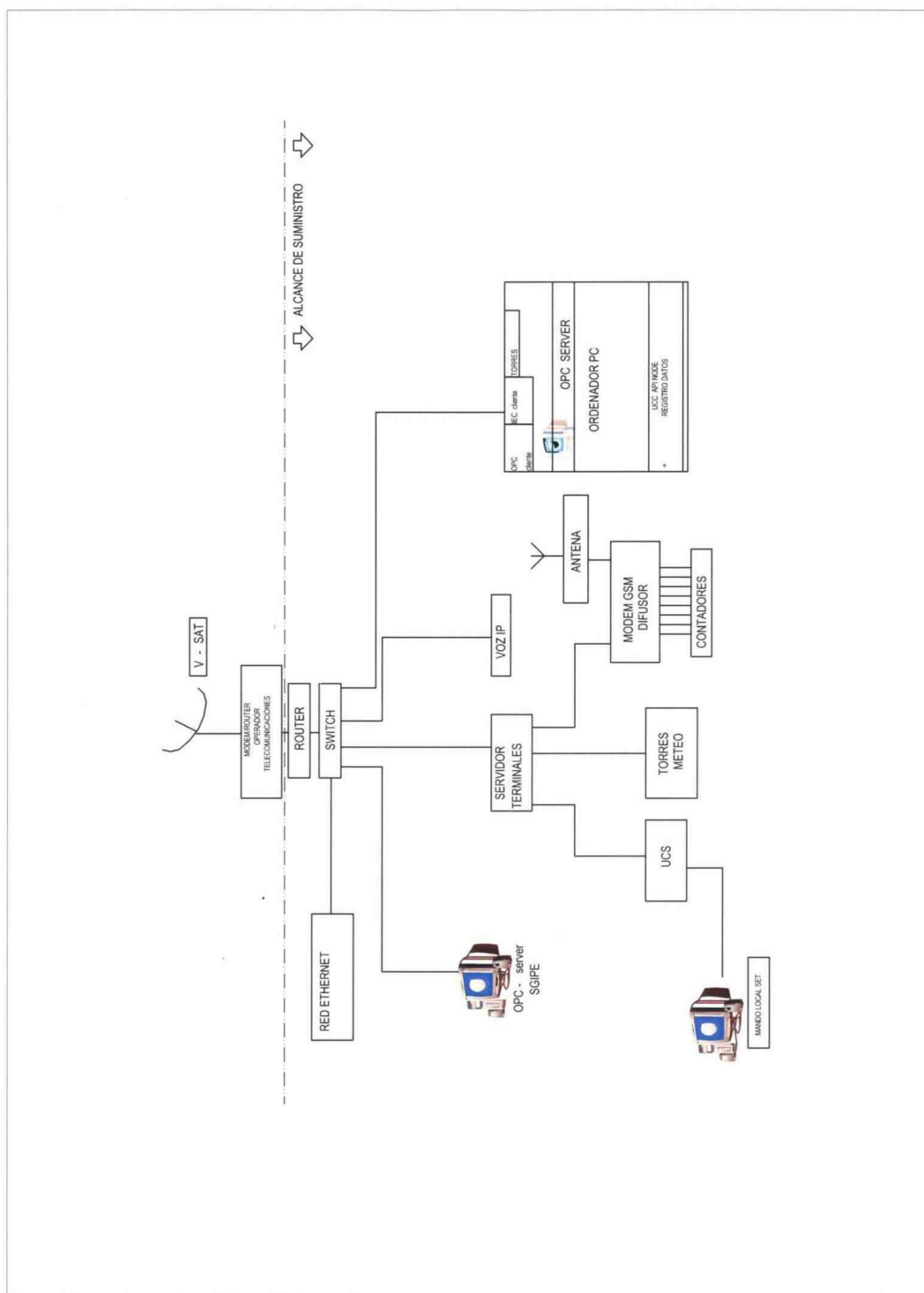
- SERVIDOR DE TERMINALES (uno o varios dependiendo de la configuración).
- TELÉFONO VOZ SOBRE IP
- Uno o varios SWITCHES con un 50% de bocas libres para la futura conexión de nuevos equipos
- Un ROUTER con un 50% de bocas libres para la futura conexión de nuevos equipos.
- SELECTORES LÓGICOS + un DIFUSOR para la conexión alternativa de los canales serie de entrada con hasta n (Salidas del difusor a posibles n contadores) canales serie de salida.
- MODEM GSM para la conexión alternativa con los contadores.
- CONJUNTO DE CABLEADO. Incluyendo la conexión de los equipos Ethernet anteriores, cableados de alimentación e iluminación / calefacción
- ENVOLVENTE METÁLICA

Para evitar averías es necesario que todas las conexiones entre elementos se realicen mediante optoacopladores.

El esquema general del sistema de comunicaciones es el siguiente:



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV





2.21.- ALUMBRADO

La Subestación dispondrá de un sistema de alumbrado exterior y otro interior en el edificio con un nivel lumínico, en ambos casos, suficiente para poder efectuar las maniobras precisas, con el máximo de seguridad.

2.21.1.- Alumbrado exterior

Para la iluminación exterior se montarán proyectores de aluminio anodizado, cerrados, que alojan lámparas de vapor de sodio alta presión, de 250 W.

Los proyectores se instalarán sobre soportes de altura inferior a 1 m, adecuadamente orientados, con el fin de facilitar las labores de mantenimiento.

El encendido de este alumbrado se produce manual o automáticamente por medio de un reloj programador instalado en el cuadro de servicios auxiliares, en el que irá montado el contactor y los fusibles que protegen el correspondiente circuito.

2.21.2.- Alumbrado interior

El alumbrado interior en el edificio de mando, control y celdas de **30 kV** se realizará con pantallas para tubos fluorescentes de 40 W que proporcionarán la iluminación exigida a cualquier necesidad.

Dentro del interior del edificio se instalará un sistema de alumbrado de emergencia, compuesto por lámparas de incandescencia y alimentado en corriente continua con posibilidad de doble ciclo de 15 minutos (uno automático y otro manual).



2.22.- SISTEMAS COMPLEMENTARIOS EN EL EDIFICIO

El edificio de control de la Subestación irá equipado además con las siguientes instalaciones complementarias:

- Sistema de detección de humos en el edificio. La activación de este sistema emitirá una alarma que se transmitirá por telemando.
- Sistema de extinción de incendios con medios manuales.
- Sistema antiintrusos en el edificio mediante contactos de puerta y alarma, que también se transmitirá por telemando.
- Ventilación forzada y calefacción actuadas por termostato para las salas de control y celdas.



2.23.- INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Se dotará a la subestación de una malla de tierra inferior enterrada a 0,60 m de profundidad, que permita reducir las tensiones de paso y de contacto a niveles admisibles, anulando el peligro de electrocución del personal que transite tanto por el interior como por el exterior de la instalación.

Todos los elementos metálicos de la instalación estarán unidos a la malla de tierras inferior, dando cumplimiento a las exigencias descritas en la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad para Subestaciones.

Según lo establecido en el “Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación” en el apartado 6.1 de la MIE-RAT 13, se conectarán a las tierras de protección todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, accidentes, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inductivas. Por este motivo, se unirán a la malla de tierra:

- Los chasis y bastidores de los aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cerramientos metálicos.
- La estructura metálica (columnas, soportes, pórticos, etc.)
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de transformadores, motores y otras máquinas.

Se conectarán directamente a tierra, sin uniones desmontables intermedias, los siguientes elementos, que se consideran puestas a tierra de servicio:

- Los neutros de transformadores de potencia y medida.
- El hilo de tierra de la línea aérea.
- Los elementos de derivación a tierra del seccionador de puesta a tierra.
- Las tomas de tierra de las autoválvulas para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.

Las conexiones previstas se fijarán a la estructura y carcasa del aparellaje mediante tornillos y grapas especiales de aleación de cobre, que permitan no superar la temperatura de 200°C en las uniones y que aseguren la permanencia de la unión. Se hará uso de soldaduras aluminotérmicas Cadweld de alto poder de fusión para las uniones bajo tierra, ya que sus propiedades son altamente resistentes a la corrosión galvánica.



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

Para el cálculo de la malla de tierra se tendrá en cuenta la intensidad de cortocircuito monofásico en el sistema de **132 kV** de la Subestación de **CERRO DE LA MIRA** considerada en el apartado 6.3 de esta memoria.

- Resistividad del terreno: 100 Ω m
- Intensidad total de cortocircuito monofásico 4.949 A

Como resultado de los cálculos efectuados, la malla de tierra estará formada por una retícula de 3 m x 3 m, aproximadamente, y se realizará con conductor de cobre desnudo de una sección de 95 mm².

Todos los pararrayos de **132 kV** irán directamente conectados a tierra a través de una pica de puesta a tierra. También irán conectados a tierra por medio de una pica los pararrayos de **30 kV**.

En la hoja nº 7 se presenta un plano con la malla de puesta a tierra prevista para esta instalación.



2.24.- OBRA CIVIL

La obra civil para la construcción de la **SUBESTACIÓN CERRO DE LA MIRA** consistirá en líneas generales en:

2.24.1.- Explanación y acondicionamiento del terreno

Se pretende explanar el terreno a una única cota. Los trabajos correspondientes comprenderán la retirada de la capa vegetal, excavación, relleno y compactado hasta la cota de explanación indicada.

El recinto interior irá acabado con una capa de grava de 10 cm de espesor.

2.24.2.- Cerramiento perimetral

El cerramiento que delimitará el terreno destinado a alojar la Subestación estará formado por una malla metálica rematada en su parte superior con alambre de espino, fijado todo sobre postes metálicos de 48,3 mm de diámetro, colocados cada 2,50 m. La sujeción de los postes al suelo se realizará mediante dados de hormigón, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado. El cerramiento así constituido tendrá una altura de 2,30 m sobre el terreno, cumpliendo la mínima reglamentaria establecida de 2,20 m.

Se instalará para el acceso a la Subestación dos puertas metálicas, una peatonal de una hoja y 1 m de anchura y otra para el acceso de vehículos de dos hojas y 6 m de anchura.

2.24.3.- Drenaje de aguas pluviales

El drenaje de las aguas pluviales se realizará mediante una red de recogida formada por tuberías drenantes que canalizarán las mismas a través de un colector hasta el exterior de la Subestación, vertiendo en las cunetas próximas.

2.24.4.- Acceso y viales interiores

Se ha proyectado el acceso a la Subestación aprovechando los viales interiores acondicionados para el Parque Eólico Cerro de la Mira.

Se construirán los viales interiores necesarios para permitir el acceso de los equipos de transporte y mantenimiento requeridos para el montaje y conservación de los elementos de la Subestación.



2.24.5.- Edificio de celdas y control

El edificio constará de una sola planta de 27,6 x 11 m y se distribuirá en tres salas principales, una de control en la que se ubicarán los equipos correspondientes al control, protección, comunicación, servicios auxiliares en BT, etc necesarios para el correcto funcionamiento de la Subestación, otra destinada a uso como despacho o almacén, separada del resto de la sala por tabiques y una tercera que albergaría todas las celdas de media tensión.

La otra sala principal servirá de ubicación a las celdas de MT (30 kV).

Exteriormente el edificio irá rematado con una acera perimetral de 1,20 m de anchura.

Para el acceso exterior a las distintas salas se instalarán dos puertas metálicas de dimensiones adecuadas para el paso de los equipos a montar.

La hoja de planos n° 8, refleja la disposición adoptada para el edificio de control.

2.24.6.- Bancada de transformador

Para la instalación del transformador de potencia se construirá una bancada, formada por una cimentación de apoyo, y una cubeta para recogida del aceite, que en caso de un hipotético derrame se canalizará hacia un depósito en el que quedará confinado.

2.24.7.- Cimentaciones

Se realizarán las cimentaciones necesarias para la sustentación del pórtico de amarre de la línea de 132 kV, así como del aparellaje exterior de 132 y 30 kV.

2.24.8.- Canalizaciones eléctricas

Se construirán todas las canalizaciones eléctricas necesarias para el tendido de los correspondientes cables de potencia y control.

Estas canalizaciones estarán formadas por zanjais, arquetas y tubos, enlazando los distintos elementos de la instalación para su correcto control y funcionamiento.



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

Las zanjas se construirán con bloques de hormigón prefabricado, colocados sobre un relleno filtrante en el que se dispondrá un conjunto de tubos porosos que constituirán parte de la red de drenaje, a través de la cual se evacuará cualquier filtración manteniéndose las canalizaciones libres de agua.



3.- CAPÍTULO 3: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

3.1.- COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO: CÁLCULO PARA SELECCIÓN DE PARARRAYOS

Se pretende coordinar el aislamiento del conjunto de la aparamenta con los niveles de protección de los pararrayos a instalar, así cómo calcular la distancia, medida a lo largo de las conexiones, que protegen dichos pararrayos comprobando así su correcto funcionamiento.

Los pararrayos elegidos son de Óxido de Zinc por lo que las consideraciones técnicas para la elección de este tipo de pararrayos es la siguiente:

1. Determinar la máxima tensión de operación del sistema. Para ello se utilizará la curva MCOV (Maximun Continuous Operating Voltage) de los pararrayos.
2. Considerar las sobretensiones temporales de onda 50 Hz, de tiempo apreciable (faltas a tierra, cortocircuitos,...)
3. Elegir el tipo de pararrayos en función de los valores obtenidos en los dos puntos anteriores.
4. Verificar la coordinación de aislamiento a proteger con el nivel de protección del pararrayos

3.1.1.- Datos de entrada e hipótesis del cálculo

Entre los datos de partida a la hora de determinar estos equipos están los siguientes:

- El neutro del sistema de alta tensión está rígidamente puesto a tierra.
- La tensión máxima del sistema, U_m , en funcionamiento continuo es igual a 145kV.
- La duración de la falta monofásica o bifásica a tierra se estima en 0,5sg. En caso de existir reenganche se considerará un tiempo de 1,5sg.
- Tensión aislamiento a frecuencia industrial equipo a proteger: 275kV
- Tensión aislamiento a impulso tipo maniobra equipo a proteger (U_{ws}) 550kV
- Tensión aislamiento a impulso tipo rayo equipo a proteger (U_{wl}): 650kV
- Nivel de contaminación del lugar: Fuerte
- Intensidad de cortocircuito: <31,5kA

3.1.2.- Metodología o herramienta utilizada

Determinación de U_c

U_c es la máxima tensión permisible, r.m.s., a frecuencia industrial que puede aplicarse de forma continua entre los terminales del pararrayos.

U_c será siempre mayor o igual a la tensión eficaz fase-tierra máxima del sistema,

$$U_c \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}} .$$



Esto implica que el pararrayos seleccionado debe tener una U_c mayor de 84 kV.

Determinación de U_r

De acuerdo a la tabla de selección de ABB, tabla I, la tensión nominal del equipo para los datos de partida deberá ser mayor de $0,8 \times U_m$, esto es mayor de 116 kV.

De acuerdo a las tensiones nominales estandarizadas serían válidas las tensiones de 120kV, 132kV y en adelante.

Sistema de puesta a tierra	Duración de la falta	Tensión máxima del sistema (kV)	Mínima tensión nominal del equipo, U_r (kV)
Efectivo (rígido a tierra)	≤ 1 sg.	≤ 100	$\geq 0.8 \times U_m$
Efectivo	≤ 1 sg.	≥ 123	$\geq 0.72 \times U_m$
No efectivo	≤ 10 sg.	≤ 170	$\geq 0.91 \times U_m$ $\geq 0.93 \times U_m$
No efectivo	≤ 2 h.	≤ 170	$\geq 1.11 \times U_m$
No efectivo	> 2 h.	≤ 170	$\geq 1.25 \times U_m$

Tabla 3 – Sistemas de puesta a tierra

A la hora de definir la tensión nominal se estiman las sobretensiones temporales del sistema:

Sobretensión temporal por falta a tierra

Según la guía de selección de ABB, “ABB Selection Guide.Edition 4, 2003-10” [8], para sistemas con neutro rígido a tierra "ke" toma el valor de 1,4. La sobretensión temporal por falta a tierra se calculará por tanto:

$$U_{tov} = k_e \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$
, que supone un valor de aproximadamente 117,2 kV. La capacidad de sobretensión temporal de pararrayos a seleccionar deberá ser mayor de 117,2 kV para 1sg (el tiempo de despeje de una falta se supone menor de 0,5sg.).



De acuerdo a estos criterios un pararrayos de tensión nominal 108kV sería insuficiente para aguantar las sobretensiones que plantea la hipótesis conservadora lo cual obliga a elegir el siguiente nivel de tensión nominal, 120 kV.

3.1.3.- Selección de la intensidad nominal de descarga

De acuerdo a la norma IEC 60099-5 [12], para equipos en niveles de tensión entre 72,5kV hasta 420kV la corriente nominal de descarga será de 10kA.

Habría que calcular los márgenes de protección para comprobar si la corriente nominal de descarga es idónea o bien conviene elegir la de 20kA.

3.1.4.- Nivel de contaminación

El nivel de contaminación determina la longitud de la línea de fuga del pararrayos. Para la ubicación del sistema, con niveles de contaminación fuertes, la IEC fija líneas de fuga de 25mm/kV (U_m).

3.1.5.- Capacidad de alivio de presión

Se trata de la capacidad de soportar corriente de falta. Lo habitual es que el pararrayos tenga una capacidad mayor que la máxima corriente de falta a través del pararrayos en el punto de instalación del mismo. En este caso dicha corriente no es mayor de 31,5 kA.

3.1.6.- Características de los pararrayos

Se elige un pararrayos de manera que la tensión nominal sea de un valor comercial superior a la sobretensión temporal de falta a tierra obtenida anteriormente, en este caso 120 kV.

La tensión residual para la intensidad nominal (10 kA) y un impulso de 8/20 μ s es de 273 kV según los catálogos del fabricante.

Las tensiones completas del equipo son:

- Tensión máxima de servicio (U_m) 145 kV
- Tensión nominal del pararrayos 120 kV
- Intensidad nominal de Descarga 10 kA
- Tensión residual con onda de 8/20 μ s a 10 kA (fabricante) 273 kV
- Tensión residual con onda de 30/60 μ s a 1 kA (fabricante) 234 kV
- Nivel de protección:
 - ✓ Para sobretensiones atmosféricas (U_{pl}) 273 kV
 - ✓ Para sobretensión de maniobra (U_{ps}) 224 kV



- Línea de fuga fase-tierra25 mm/kV
- Capacidad de alivio>31,5 kA

3.1.7.- Niveles y márgenes de protección: tensión residual

El siguiente dato a tener en cuenta a la hora de comprobar la efectividad del pararrayos elegido es la tensión residual (U_r) a la que quedan estos equipos después de soportar impulsos de tipo rayo y de tipo maniobra.

Así se calcula el margen para impulsos tipo rayo: $((U_{wl}/U_{pl})-1) \times 100$, donde U_{wl} es el nivel de aislamiento externo del equipo a proteger, transformador principal, contra impulsos tipo rayo, BIL.

El margen para impulsos maniobra se calculará: $((U_{ws}/U_{ps})-1) \times 100$, donde U_{ws} es el nivel de aislamiento externo del equipo a proteger, transformador principal, contra impulsos tipo maniobra, BSL.

ABB recomienda márgenes superiores al 20% para una adecuada protección.

$$\left(\frac{U_{wl}}{U_{pl}} - 1 \right) \cdot 100 = 138\% \quad (1)$$

$$\left(\frac{U_{ws}}{U_{ps}} - 1 \right) \cdot 100 = 135\%$$

Cómo se puede apreciar a continuación los márgenes calculados para pararrayos de ABB con $U_r = 120KV$ están muy por encima del margen recomendado por los fabricantes, por lo que se consideran adecuados para nuestra instalación.



3.2.- CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

3.2.1.- Concepto y consecuencias de los cortocircuitos

De todos los fallos o formas de operación no deseada del sistema eléctrico, el cortocircuito se define como “la conexión accidental o deliberada a través de una resistencia o impedancia relativamente baja entre dos o más puntos del sistema, que normalmente tienen diferentes tensiones” (IEC 909).

El estudio y metodología de cálculo del cortocircuito se desarrolla con la finalidad de:

- Seleccionar y coordinar los equipos de detección del cortocircuito (para poder detectar la zona donde se produce el fallo y poder así separarla del sistema al objeto de que no afecte el funcionamiento del resto de la red).
- Seleccionar las características de los equipos destinados para aislar la zona de la red con falta.
- Seleccionar y diseñar los equipos que forman la red, al objeto de que estos aguanten las solicitaciones de un cortocircuito entre la aparición de éste y su aislamiento por parte de los sistemas de detección y operación del sistema.

El sistema debe diseñarse de manera que pueda autoprotgerse de los “fallos” en el encauzamiento de la energía.

Este sistema de autoprotección está basado en sensores de tensión y corriente (transformador de tensión e intensidad de protección), que permiten monitorizar estas variables de la red, relés de protección, que son los encargados de comparar las variables medida con los valores máximos de dichas variables aceptables en la red, y los sistemas de desconexión, que permiten aislar las zonas en las cuales se localiza la falta al objeto de aislarla del resto.

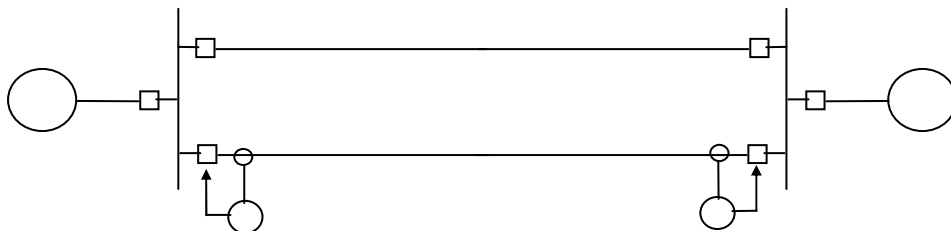


Figura 6 – Sistema de autoprotección

Los principales daños que ocasionan los cortocircuitos son:



- Térmicos en el punto de falta: la gran cantidad de energía que se libera en el punto de falta a través de sistemas no preparados para la circulación de corrientes elevadas da lugar a elevaciones de temperatura considerables, y a la aparición del arco eléctrico, con sobrepresiones importantes en el aire debido al aumento de temperatura del mismo.
- Térmicos en el resto de la red a través de la cual circula el cortocircuito, dado que debido a las pérdidas óhmicas del sistema (proporcionales al cuadrado de la intensidad), se producirá una conversión de energía eléctrica en energía térmica, que dará lugar a una elevación de la temperatura de los conductores relacionados. Esta elevación de temperatura debe limitarse en valor máximo o duración al objeto de no producir daños en los aislamientos orgánicos del sistema (con degradación y reducción de vida útil a temperaturas superiores a las máximas permitidas), pero también al objeto de que no se produzcan daños en uniones (donde las resistencias de contacto pueden dar lugar a puntos calientes), o situaciones de riesgo como en el caso de aumentos de flecha en líneas aéreas.
- Mecánicos en la red a través de la cual se alimenta el cortocircuito, dado que dos conductores recorridos por una intensidad ejercen una fuerza de atracción o repulsión entre sí proporcional al cuadrado de la intensidad.

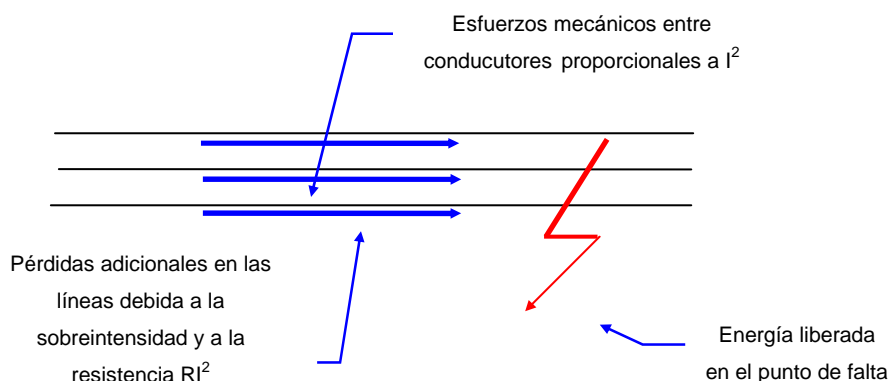


Figura 7 – Cortocircuitos mecánicos

3.2.2.- Tipos de cortocircuito

Los cortocircuitos se subdividen por el número de fases que se ven involucradas en la falta, y por la conexión o no con tierra, es decir, por si la falta presenta un camino adicional para el retorno de la corriente independiente de los conductores de fase o no. Así pueden determinarse los siguientes tipos de faltas:

1. faltas trifásicas
2. faltas bifásicas sin contacto a tierra



3. faltas bifásicas con contacto a tierra
4. faltas monofásicas con contacto a tierra
5. doble contacto a tierra
6. faltas serie (cortes en circuitos)

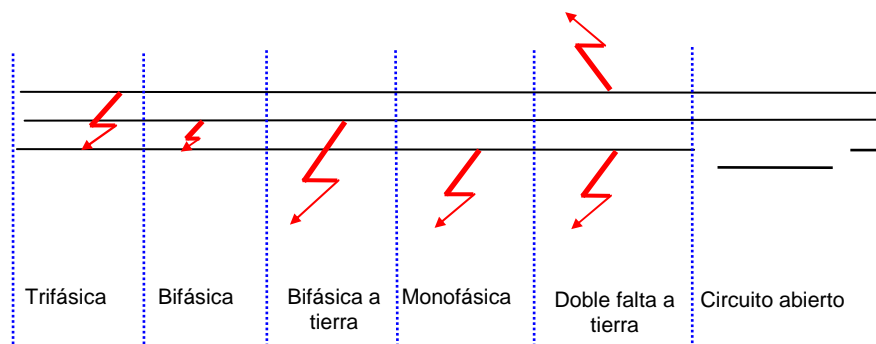


Figura 8 – Tipos de cortocircuito

Al objeto de realizar el correcto diseño de estos sistemas será pues necesario conocer la intensidad máxima que se pueda dar en condiciones de operación normal, degradada o de falta, al objeto de que no se produzcan daños en el sistema y este pueda volver a operar correctamente una vez “despejada” la falta.

Este estudio consistirá en obtener las corrientes de falta que ocasionan los cortocircuitos monofásicos (porque son los más frecuentes) y los trifásicos (por ser los más desfavorables).

3.2.3.- Magnitudes unitarias

El cálculo en por unidad se basa en realizar los cálculos en cantidades adimensionales, empleando para cada nivel de tensión una tensión base y una potencia base como base para esta transformación. De esta manera tanto tensiones como potencias, como intensidades o impedancias pueden pasarse a por unidad, sin más que dividiendo por los siguientes coeficientes:



$$\begin{aligned} V_{pu} &= \frac{V_{real}}{V_{base}} \\ S_{pu} &= \frac{S_{real}}{S_{base}} \\ I_{pu} &= \frac{I_{real}}{I_{base}}; I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} \\ Z_{pu} &= \frac{Z_{real}}{Z_{base}}; Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{V_{base}}{\sqrt{3} \cdot I_{base}} \end{aligned} \quad (3)$$

Figura 5 – Magnitudes por unidad

Este cambio independiza los valores de las tensiones y por lo tanto de las variaciones por las diferentes tensiones nominales a ambos lados de los transformadores.

En efecto, el factor para referir las impedancias de un lado del transformador al otro, vienen dadas por la relación de transformación al cuadrado, esto es $(V_1/V_2)^2$ si fuese para referir cantidades del secundario al primario.

Si las impedancias se pasan a cantidades adimensionales, tomando como base las tensiones de primario y secundario del sistema (es decir $V_{1base}=V_1$, $V_{2base}=V_2$), y una potencia base S_{base} cualquiera, la referencia de primario a secundario, sería de la siguiente manera:

$$Z_{2ref1,pu} = Z_2 \cdot \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \cdot \left(\frac{S_{base}}{V_1^2}\right) = Z_2 \cdot \left(\frac{S_{base}}{V_2^2}\right) = Z_{2,pu} \quad (4)$$

En general se toma como supuesto para las bases de los cálculos que las relaciones de transformación de los transformadores de la red son las nominales del sistema (lo cual prácticamente nunca es cierto), no teniéndose en cuenta tampoco las posibles variaciones de las tensiones de cortocircuito o impedancias de los mismos en función de la toma en la cual se encuentren.



De esta manera, los transformadores desaparecen, convirtiéndose sin más en impedancias, como se muestra en la siguiente figura.

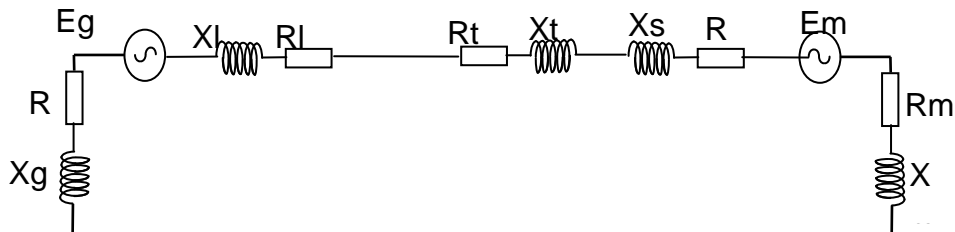


Figura 9 – Esquema de impedancias

Para nuestro caso concreto, se tomarán los siguientes valores base de referencia:

$$S_{base} = 50 \text{ MVA}$$

Se ha tomado como valor base de referencia la potencia del transformador al objeto de simplificar los cálculos.

La tensión base dependerá de la zona del sistema eléctrico en la que nos encontremos.

3.2.4.- Componentes simétricas

Esta transformación se basa en que todo sistema trifásico, alimentado por fuentes trifásicas de tensión equilibradas, las intensidades de fases debidas a cargas o topologías asimétricas, pueden descomponerse en componentes simétricas (denominadas directa, inversa y homopolar), de tal forma que puede estudiarse cada una de estas componentes por separado en el esquema monofásico equilibrado, para posteriormente obtener las intensidades reales en las fases por transformación inversa.

Las transformaciones directa e inversa, mostradas a continuación, exigen cálculo matricial de valores complejos, lo cual aparentemente parece modificar las dificultades de cálculo, pero no hacer este más sencillo.

$$\begin{pmatrix} A_1 \\ A_2 \\ A_0 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A_R \\ A_S \\ A_T \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} A_R \\ A_S \\ A_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A_1 \\ A_2 \\ A_0 \end{pmatrix} \quad (5)$$



En realidad la bondad del método de cálculo de las componentes simétricas, se debe al análisis que permite hacer de los diferentes tipos de cortocircuito, y las conclusiones que pueden obtenerse de estos análisis.

Como ejemplo puede tomarse el del cortocircuito monofásico a tierra. El modelo de un sistema simplificado podría ser el de la figura siguiente. Para la falta monofásica, deberán cumplirse las siguientes condiciones:

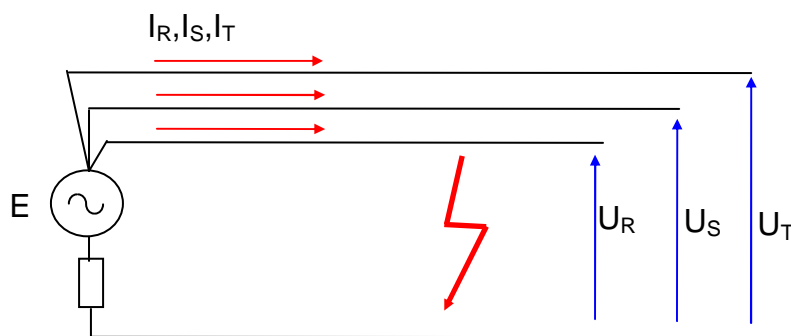


Figura 10 – Cortocircuito monofásico a tierra

$$\begin{aligned}\vec{U}_R &= 0; \\ \vec{I}_S &= 0; \\ \vec{I}_T &= 0\end{aligned}\quad (6)$$

A partir de estas ecuaciones, realizando la transformación de componentes simétricas, se obtiene:

$$\begin{aligned}3\vec{I}_1 &= \vec{I}_R + \vec{a} \cdot \vec{I}_S + \vec{a}^2 \cdot \vec{I}_T = \vec{I}_R \\ 3\vec{I}_1 &= \vec{I}_R + \vec{a}^2 \cdot \vec{I}_S + \vec{a} \cdot \vec{I}_T = \vec{I}_R \\ 3\vec{I}_1 &= \vec{I}_R + \vec{I}_S + \vec{I}_T = \vec{I}_R \\ U_R = U_1 + U_2 + U_0 &= 0 \rightarrow U_1 = -U_2 - U_0\end{aligned}\quad (7)$$

Estas ecuaciones corresponden realmente a un esquema eléctrico como el que se muestra a continuación:

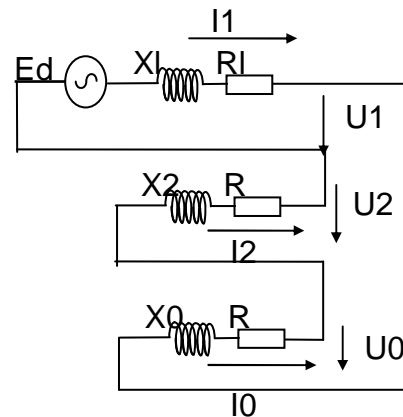


Figura 11 – Esquema eléctrico cortocircuito monofásico

Por lo tanto a la hora de realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito se pueden obtener como (8):

$$I''_k = \frac{3 \cdot \vec{E}''}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 + \vec{Z}_0} \quad (8)$$

Por lo tanto en general, para calcular el cortocircuito monofásico bastará con hallar las impedancias directa inversa y homopolar en el punto de falta, para aplicando la fórmula anterior, obtener la intensidad de cortocircuito.

Al igual que para este tipo de falta, pueden establecerse los esquemas tipo y las fórmulas para el cálculo de las intensidades y tensiones de falta para cada tipo de cortocircuito estudiado, podemos hacerlo de la misma manera para nuestro sistema.

3.2.5.- Cálculo de impedancias

Para el caso de cortocircuitos trifásicos, por ser equilibrados, se necesitarán sólo los valores de secuencia directa.

Para el cálculo de cortocircuitos monofásicos, al tratarse de una falta asimétrica, deberán considerarse también los valores de secuencia directa y homopolar.

Las impedancias de secuencia directa e inversa son iguales, no así las de secuencia homopolar. Además, para realizar el esquema monofásico del circuito, dicha secuencia tiene en cuenta el grupo de conexión de los transformadores según permitan o no la circulación de corrientes homopolares a través de ellos.

La siguiente figura, muestra el circuito eléctrico que tenemos en nuestro caso en cuestión:



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

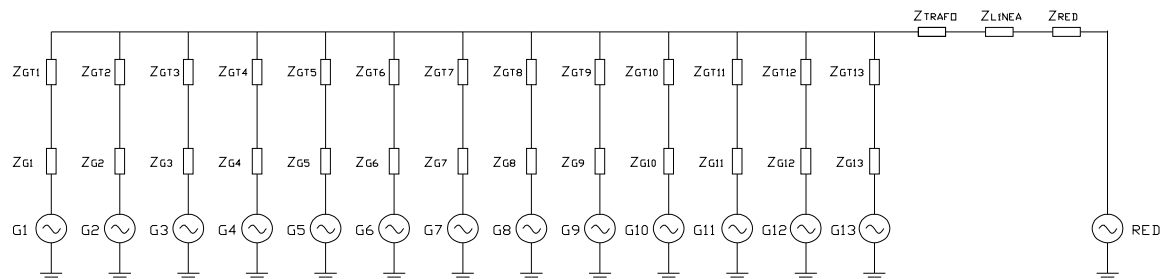


Figura 12 – Esquema del circuito

En la figura 8 aparecen representados los siguientes elementos:

- Aerogeneradores: Cada uno de los aerogeneradores se representará con la impedancia que simula el generador (ZG) en serie con la impedancia del transformador asociado a cada uno de ellos (ZTG) para elevar la tensión desde los 690 V hasta los 30.000 V.
- Transformador principal de potencia: Se representará mediante la impedancia equivalente (ZTRAFO).
- Línea Eléctrica de Evacuación: Se representa mediante la impedancia equivalente (ZLÍNEA).
- Red Eléctrica: Se representa mediante una impedancia (ZRED) y un generador que representa todas las líneas eléctricas y puntos de degeneración que pueden ocasionar algún efecto sobre el sistema de estudio en caso de producirse una falta en ellos.

Parque eólico

Datos del generador

- Reactancia subtransitoria de secuencia directa: 14%
- Potencia nominal: 2MVA

Impedancias de secuencia directa e inversa

El valor de reactancia subtransitoria está referido a la potencia nominal del generador, por lo que tendremos que pasarlo a magnitudes por unidad (9):

$$X_G = x_G \cdot \left(\frac{S_{BASE}}{S_N} \right) = 0,14 \cdot \left(\frac{50}{2} \right) = 3,50 \text{ pu} \quad (9)$$

$$Z_G = 3,50j \text{ pu} \quad (10)$$



Datos del transformador

- Tensión de cortocircuito: 7%
- Potencia nominal: 2,35 MVA

Impedancias de secuencia directa e inversa

Al igual que en el caso anterior tenemos que pasar a magnitudes por unidad:

$$X_{TG} = x_{TG} \cdot \left(\frac{S_{BASE}}{S_N} \right) = 0,07 \cdot \left(\frac{50}{2,35} \right) = 1,49 \text{ pu} \quad (11)$$

$$Z_{TG} = 1,49j \text{ pu} \quad (12)$$

En el presente cálculo se despreciarán los valores de impedancias de los cables de media tensión que unen los distintos aerogeneradores.

Una vez obtenidos los valores de impedancia equivalente del generador y trafo de cada aerogenerador, la impedancia equivalente de cada aerogenerador de 2 MW tiene un valor de:

$$Z_{AEROGENERADOR} = Z_G + Z_{TG} = 4,99j \text{ pu} \quad (13)$$

Al considerarse todos los aerogeneradores conectados en paralelo, la impedancia equivalente del parque eólico será:

$$Z_{PE} = \frac{Z_{AEROGENERADOR}}{13} = 0,384j \text{ pu} \quad (14)$$

Impedancias de secuencia homopolar

Para el cálculo de la impedancia de secuencia homopolar, se realizará la aproximación de que su valor es tres veces la impedancia de secuencia directa:

$$Z_{PE(0)} \approx 3 \cdot 0,384j = 1,151j \text{ pu} \quad (15)$$



Subestación transformadora

Datos del transformador

- Tensión de cortocircuito: 12%
- Potencia nominal: 50MVA

Impedancia

$$X_{TRAFO} = x_{TRAFO} \cdot \left(\frac{S_{BASE}}{S_N} \right) = 0,12 \cdot \left(\frac{50}{50} \right) = 0,12 \text{ pu} \quad (16)$$

$$Z_{TRAFO} = 0,12 j \text{ pu} \quad (17)$$

Reactancia

La reactancia tiene un papel fundamental para el cálculo de los cortocircuitos monofásicos pues se encarga de limitar las corrientes de falta derivándolas a tierra. La inclusión de la reactancia en el lado de MT dota a la instalación de un neutro artificial que permite la derivación de las corrientes homopolares de falta.

Teniendo en cuenta que queremos limitar la corriente de falta a 1.000 A el cálculo de la reactancia sería el siguiente:

$$Z_{REACTANCIA} = \frac{30.000 / \sqrt{3}}{1.000 / 3} = 51,96 \Omega \quad (18)$$

$$Z_{REACTANCIA} = 51,96 \cdot \frac{P_{BASE}}{U_{BASE}^2} = 51,96 \cdot \frac{50}{30^2} = 2,887 \text{ pu} \quad (19)$$

Línea de Alta Tensión

Datos de la línea de evacuación

- Tensión de la línea: 132 kV
- Longitud de la línea: 28 km
- Tipo de conductor: LA-280
- Diámetro del conductor: 21,80 mm
- Configuración: Simplex
- Resistencia (20°C): 0,119 Ω /km



A continuación se muestra un detalle de apoyo tipo con la disposición y distancia entre conductores necesaria para el cálculo de impedancias:

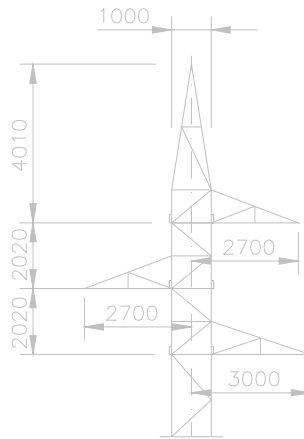


Figura 13 – Detalle de apoyo tipo línea aérea

Impedancias de secuencia directa e inversa

La impedancia característica de una línea de transmisión está relacionada con la resistencia (R) y reactancia (X) de la misma, tal y cómo se indica a continuación, (20), (21) y (22):

$$Z_{LÍNEA} = R + X j \quad (20)$$

$$R = R (20^{\circ}C) \cdot l = 0,119 \cdot 28 = 3,332 \, \Omega \quad (21)$$

$$X = w \cdot L \cdot l = 2\pi \cdot f \left(\frac{\mu}{2n} + 4,6 \cdot \log \left(\frac{DMG}{r} \right) \right) \cdot 10^{-4} \cdot l \quad (22)$$

Donde:

- μ es la permeabilidad magnética del conductor de valor igual a 1 para cables de aluminio-acero
- n representa el número de conductores por fase, en este caso 1.
- DMG distancia media geométrica en milímetros $DMG = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}}$
- r es el radio del conductor en milímetros, en nuestro caso 10,90 mm
- l es la longitud en km

$$D_{1-2} = \sqrt{5,4^2 + 2,02^2} = 5,765 \text{ metros} \quad (23)$$

$$D_{2-3} = \sqrt{5,7^2 + 2,02^2} = 6,047 \text{ metros} \quad (24)$$



$$D_{1-3} = \sqrt{4,04^2 + 0,3^2} = 4,051 \text{ metros} \quad (25)$$

$$DMG = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}} = 5.207 \text{ mm} \quad (26)$$

Con todo ello, ya podemos calcular el valor de la reactancia, que será (27):

$$X = 2\pi \cdot f \left(\frac{\mu}{2n} + 4,6 \cdot \log \left(\frac{DMG}{r} \right) \right) \cdot l = 2\pi \cdot 50 \left(\frac{1}{2} + 4,6 \cdot \log \left(\frac{5207}{10,90} \right) \right) \cdot 10^{-4} \cdot 28 = 11,28 \, \Omega \quad (27)$$

Si pasamos a magnitudes unitarias el valor de impedancia característica directa e inversa de la línea será de:

$$Z_{LÍNEA} = (3,332 + 11,28 \, j) \cdot \frac{P_{BASE}}{U_{BASE}^2} = (3,332 + 11,28 \, j) \cdot \frac{50}{132^2} = 0,00956 + 0,0324 \, j \, pu \quad (28)$$

Impedancias de secuencia homopolar

Para el cálculo de la impedancia de secuencia homopolar se realizará la aproximación indicada anteriormente, que consiste en tomar el valor de 3 veces la impedancia directa, de manera que:

$$Z_{LÍNEA(0)} \approx 3 \cdot Z_{LÍNEA} = 0,0287 + 0,0971 \, j \, pu \quad (29)$$

Red eléctrica

Datos de la subestación de interconexión

Para poder calcular las impedancias de cortocircuito en el punto de conexión, se solicitó a la compañía de distribución (UNIÓN FENOSA) las potencias de cortocircuito en barras de 132 kV de la SET Cantalejo (punto de conexión).

- Potencia de cortocircuito trifásico: 2.158 MVA
- Potencia de cortocircuito monofásico: 2.240 MVA

Impedancias de secuencia directa e inversa

Para el cálculo de las impedancias equivalentes en el punto de conexión se realizará la suposición de que $Z \approx X$



$$Z_{RED} = \frac{Z_{CC}}{Z_{BASE}} = \frac{\frac{(U_N)^2}{S_{CC}}}{\frac{(U_{BASE})^2}{S_{BASE}}} = \frac{S_{BASE}}{S_{CC}} = \frac{50}{2158} = 0,0232 \text{ j pu} \quad (30)$$

Impedancias de secuencia homopolar

Para el cálculo de la impedancia de secuencia homopolar en el punto de conexión recurriremos al circuito equivalente:

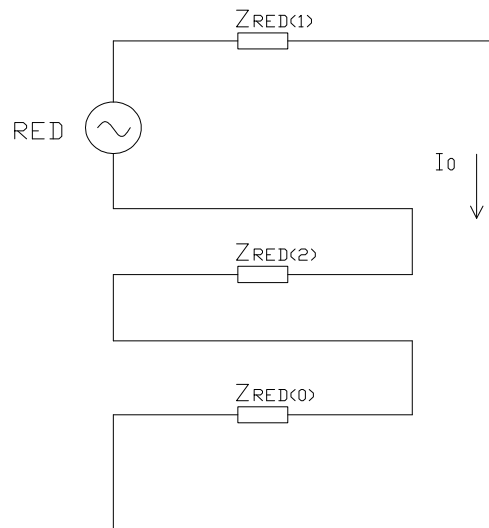


Figura 14 – Circuito equivalente en el punto de conexión

$$Z_{RED(0)} = \frac{3 \cdot S_{BASE}}{S_{CC(0)}} - \left(\frac{S_{BASE}}{S_{CC(1)}} \right) - \left(\frac{S_{BASE}}{S_{CC(2)}} \right) = \frac{3 \cdot 50}{2240} - (2 \cdot 0,0232) = 0,0206 \text{ j pu} \quad (31)$$



3.2.6.- Cálculo de cortocircuitos trifásicos

El valor de la corriente de cortocircuito simétrica inicial, se obtiene de (32):

$$I''_k = \frac{c \times U_n}{\sqrt{3} \times Z} \quad (32)$$

El parámetro C toma el valor 1,1 en redes de Media y Alta tensión. La impedancia Z se calcula como la impedancia equivalente de todas las impedancias de secuencia positiva del sistema visto desde el punto de falta.

Para el cálculo de cortocircuito trifásico se ha despreciado la intensidad de prefalta.

Para todos los tipos de cortocircuito, el valor de cresta de la corriente de cortocircuito máxima puede expresarse a partir de la corriente simétrica inicial de cc como (33):

$$I_p = \chi \times \sqrt{2} \times I''_k \quad (33)$$

El factor χ viene expresado en función de la relación X/R del sistema y se calculará según la formula:

$$\chi = 1.02 + 0.98 \times e^{-3(R/X)} \quad (34)$$



El esquema equivalente de impedancias de secuencia directa es el siguiente:

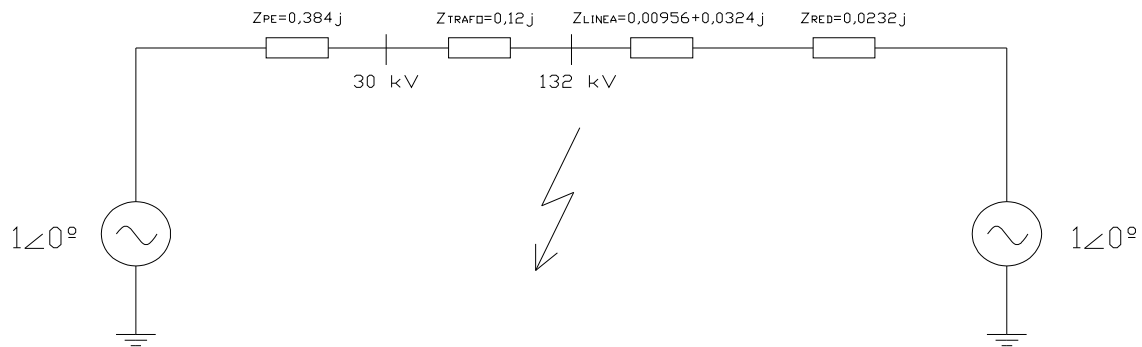


Figura 15 – Circuito equivalente de secuencia directa

Únicamente se considera necesario definir como puntos de estudio la barra de 30 kV y 132 kV.

Cortocircuito trifásico en 132 kV

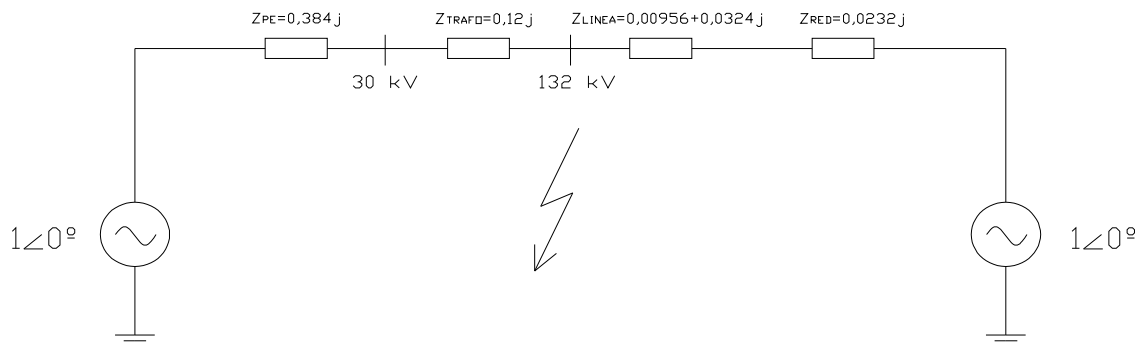


Figura 16 – Cortocircuito trifásico en 132 kV

La impedancia equivalente resulta del paralelo de:

- a) Las impedancias vistas aguas abajo del transformación de elevación:

$$Z_{PE} = 0,384 \text{ j pu} \quad (35)$$

$$Z_{TRAFO} = 0,12 \text{ j pu} \quad (36)$$

- b) Las impedancias vistas aguas arriba del transformación de elevación:

$$Z_{RED} = 0,0232 \text{ j pu} \quad (37)$$

$$Z_{LINEA} = 0,00956 + 0,0324 \text{ j pu} \quad (38)$$



La impedancia resultante será (39):

$$Z_{res} = (Z_{RED} + Z_{LÍNEA}) // (Z_{PE} + Z_{TRAFO}) = (0,00956 + 0,0556j) // (0,504j) \quad (39)$$

Lo que supone un valor:

$$Z_{res} = 0,00775 + 0,0502 j \text{ pu} \quad (40)$$

$$|Z_{RES}| = 0,0508 \text{ pu} \quad (41)$$

La impedancia base en el nivel de 132 kV es igual a (42):

$$Z_{BASE (132 \text{ KV})} = \frac{U_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{132^2 \text{ kV}^2}{50 \text{ MVA}} = 348,48 \Omega \quad (42)$$

Por tanto la impedancia resultante expresada en Ohmios supone (43):

$$Z_{resultante} = 0,0508 \times 348,48 \Omega = 17,704 \Omega \quad (43)$$

Aplicando la formula anterior se obtiene una corriente máxima simétrica de (44):

$$I''^k = \frac{c \times U_n}{\sqrt{3} \times Z} = \frac{1,1 \times 132}{\sqrt{3} \times 17,704} = 4,735 \text{ kA} \quad (44)$$

Teniendo en cuenta la relación X/R típica para redes de alta tensión según (45):

$$\chi = 1,02 + 0,98 \times e^{\frac{R}{X}} = 1,81 \text{ (anexo 3 - c)} \quad (45)$$

Con lo que la intensidad de cresta resultante (46):

$$I_p = \chi \times \sqrt{2} \times I''^k = 12,121 \text{ kA} \quad (46)$$



Cortocircuito trifásico en 30 kV

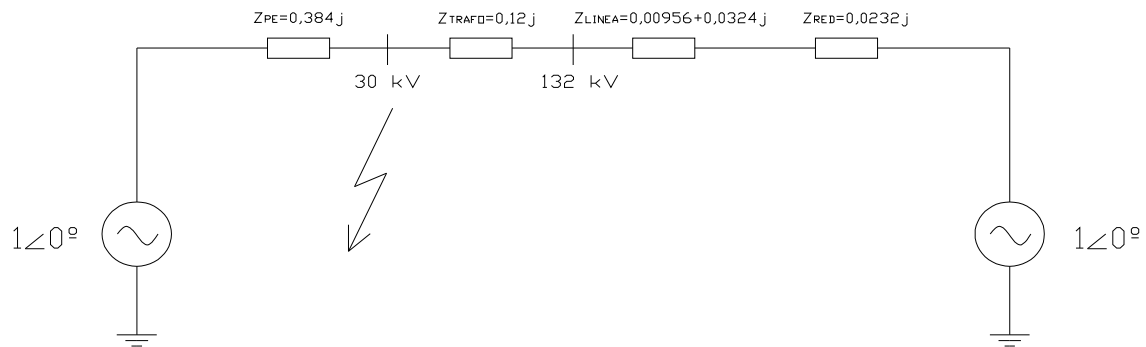


Figura 17 – Cortocircuito trifásico en 30 kV

La impedancia equivalente resulta del paralelo de:

- a) Las impedancias vistas aguas abajo del transformación de elevación:

$$Z_{PE} = 0,384 \text{ j pu} \quad (46)$$

- b) Las impedancias vistas aguas arriba del transformación de elevación:

$$Z_{RED} = 0,0232 \text{ j pu} \quad (47)$$

$$Z_{LÍNEA} = 0,00956 + 0,0324 \text{ j pu} \quad (48)$$

$$Z_{TRAFO} = 0,12 \text{ j pu} \quad (49)$$

La impedancia resultante será:

$$Z_{res} = (Z_{RED} + Z_{LÍNEA} + Z_{TRAFO}) // (Z_{PE}) = (0,00956 + 0,1756j) // (0,384j) \quad (50)$$

Lo que supone un valor:

$$Z_{res} = 0,00450 + 0,121 \text{ j pu} \quad (51)$$

$$|Z_{RES}| = 0,1207 \text{ pu} \quad (52)$$

La impedancia base en el nivel de 30 kV es igual (53):

$$Z_{BASE (30 \text{ KV})} = \frac{U_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{30^2 \text{ kV}^2}{50 \text{ MVA}} = 18 \text{ } \Omega \quad (53)$$



Por tanto la impedancia resultante expresada en Ohmios supone (54):

$$Z_{\text{resultante}} = 0,1207 \cdot 18 \Omega = 2,172 \Omega \quad (54)$$

Aplicando la formula anterior se obtiene una corriente máxima simétrica de:

$$I''_k = \frac{c \times U_n}{\sqrt{3} \times Z} = \frac{1,1 \times 30}{\sqrt{3} \times 2,172} = 8,773 \text{ kA} \quad (55)$$

Teniendo en cuenta que la relación X/R es la impuesta por el trafo de potencia obtenemos (anexo 2-7):

$$\chi = 1.02 + 0,98 \times e^{-3 \times 0,033} = 1,9 \text{ (anexo 3 - c)} \quad (56)$$

Con lo que la intensidad de cresta resultante:

$$I_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_k = 23,572 \text{ kA} \quad (57)$$

3.2.7.- Cálculo de cortocircuitos monofásicos

Para el cálculo de cortocircuitos monofásicos, al tratarse de cortocircuitos asimétricos, se han de tener en cuenta las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar), y su correspondiente unión.

De este modo, para construir dichas redes se procederá de la siguiente forma:

- Red de secuencia directa: será la ya utilizada para el cálculo de cortocircuitos trifásicos, con sus correspondientes impedancias de secuencia directa.
- Red de secuencia inversa: será igual que la directa, pero con sus correspondientes impedancias de secuencia inversa y sin tener en cuenta las fuentes de tensión existentes.
- Red de secuencia homopolar: en la construcción de esta red, se ha de tener en cuenta el grupo de conexión de los transformadores de potencia existentes.
 - ✓ Conexión en triangulo Δ : no deja pasar la corriente homopolar. Equivale a un circuito abierto.
 - ✓ Conexión en estrella Y: depende de la conexión del neutro.



- Neutro aislado: no deja pasar la corriente homopolar. Equivale a un circuito abierto.
- Neutro rígido a tierra: se conecta directamente a tierra.
- Neutro a tierra a través de impedancia: se conecta a tierra con una impedancia dada.

El grupo de conexión del transformador de potencia de la ST Cerro de la Mira es YNd11, es decir, el primario está conectado en estrella con neutro rígido a tierra siguiendo los requerimientos de la Compañía Eléctrica Distribuidora, mientras que el secundario está conectado en triángulo.

Cortocircuito monofásico en 132 kV

El valor de la corriente de cortocircuito simétrica inicial a tierra, se obtiene de (58):

$$I''_k = \frac{\sqrt{3} \times c \times U_n}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} \quad (58)$$

Las redes de secuencia correspondientes a un cortocircuito monofásico en barras de 132 kV son las representadas en las figuras 18, 19 y 20.

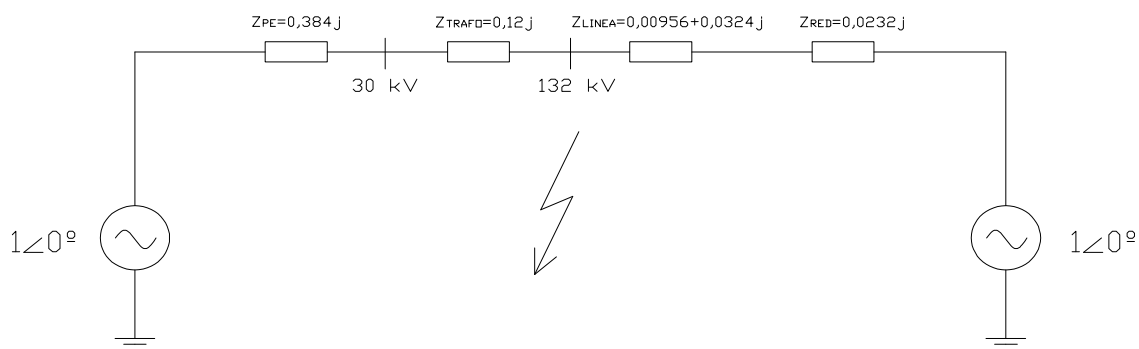


Figura 18 – Esquema de red de secuencia directa para cc monofásico en 132 kV



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

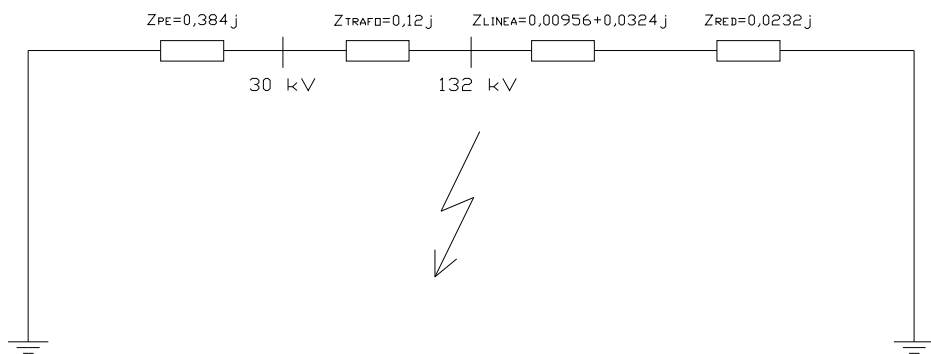


Figura 19 – Esquema de red de secuencia inversa para cc monofásico en 132 kV

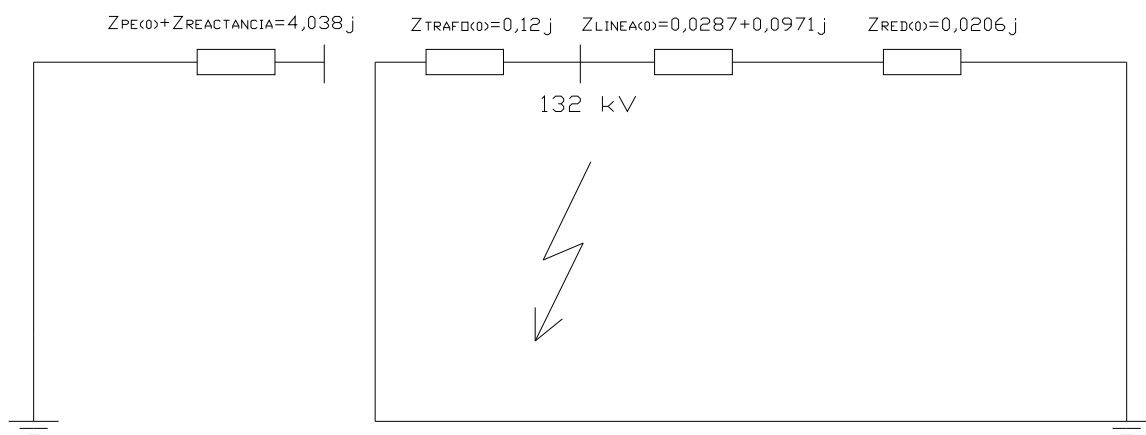


Figura 20 – Esquema red de secuencia homopolar para cc monofásico en 132 kV



Cálculo de las componentes directa e inversa del circuito

La impedancia de secuencia directa vista desde el punto de falta fue obtenida en el estudio de cc trifásico:

$$Z_{\text{resultante}}(1) = 17,704 \, \Omega \quad (59)$$

Dado que la red de secuencia inversa se calcula de idéntica manera y las impedancias consideradas toman el mismo valor. La impedancia de secuencia inversa resultará igual que la directa.

$$Z_{\text{resultante}}(2) = 17,704 \, \Omega \quad (60)$$

Cálculo de la componente homopolar del circuito

Si recurrimos al esquema de red de secuencia homopolar para cortocircuito monofásico, la impedancia de secuencia homopolar equivalente resulta del paralelo de:

- a) Las impedancias vistas aguas abajo del transformación de elevación:

$$Z_{\text{TRAFO}}(0) = 0,12 \, j \, pu \quad (61)$$

- b) Las impedancias vistas aguas arriba del transformación de elevación:

$$Z_{\text{RED}}(0) = 0,0206 \, j \, pu \quad (62)$$

$$Z_{\text{LÍNEA}}(0) = 0,0287 + 0,0971 \, j \, pu \quad (63)$$

La impedancia resultante será:

$$\begin{aligned} Z_{\text{res}}(0) &= (Z_{\text{RED}}(0) + Z_{\text{LÍNEA}}(0)) // (Z_{\text{TRAFO}}(0)) \\ &= (0,0287 + 0,1177j) // (0,12j) \end{aligned} \quad (64)$$

Lo que supone un valor:

$$\begin{aligned} Z_{\text{res}}(0) &= 0,00721 + 0,06029 \, j \, pu \\ |Z_{\text{RES}}(0)| &= 0,0607 \, pu \end{aligned} \quad (65)$$

La impedancia base en el nivel de 132 kV es igual:



$$Z_{BASE (132 KV)} = \frac{U_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{132^2 kV^2}{50 MVA} = 348,48 \Omega \quad (66)$$

Por tanto la impedancia resultante expresada en Ohmios supone:

$$Z_{res(0)} = 0,0607 \times 348,48 \Omega = 21,159 \Omega \quad (67)$$

Calculo de la corriente de cortocircuito monofásica en 132 kV

Aplicando la fórmula (anexo 3-f) se obtiene una corriente máxima simétrica de:

$$I''k = \frac{\sqrt{3} \times c \times Un}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 132}{|17,704 + 17,704 + 21,159|} = 4,446 kA \quad (68)$$

Cortocircuito monofásico en barras de 30 kV

Al igual que en el caso anterior, el valor de la corriente de cortocircuito simétrica inicial a tierra, se obtiene de (69):

$$I''k = \frac{\sqrt{3} \times c \times Un}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} \quad (69)$$

Las redes de secuencia correspondientes a un cortocircuito monofásico en barras de 30 kV son las representadas en las figuras 21, 22 y 23.



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

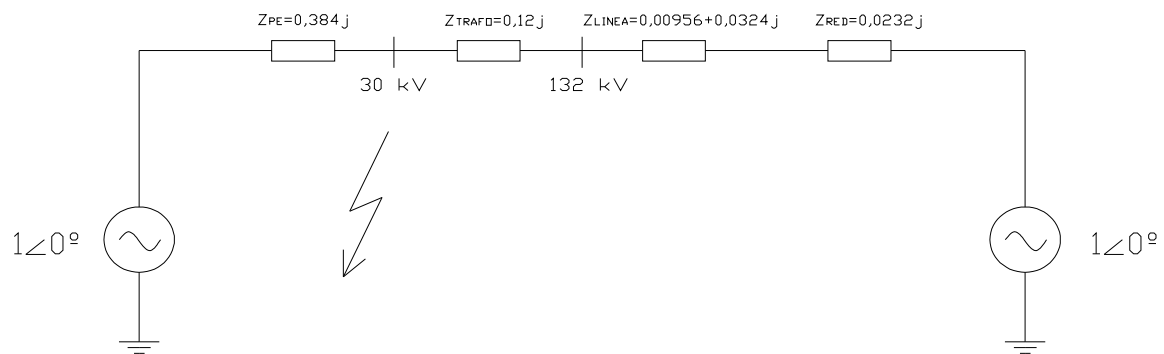


Figura 21 – Esquema de red de secuencia directa para cc monofásico en 30 kV

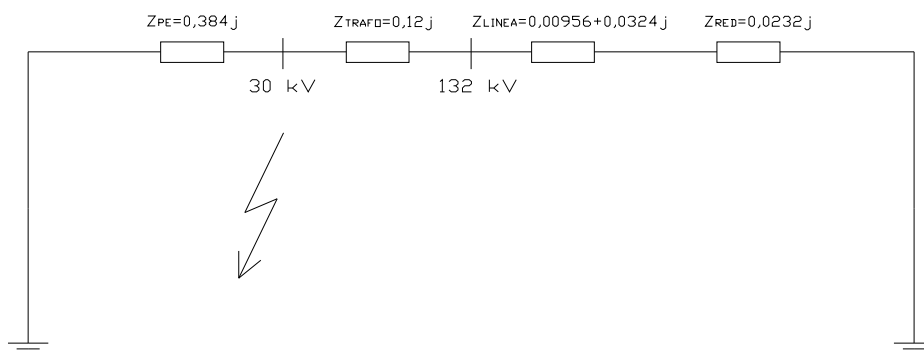


Figura 22 – Esquema de red de secuencia inversa para cc monofásico en 30 kV.

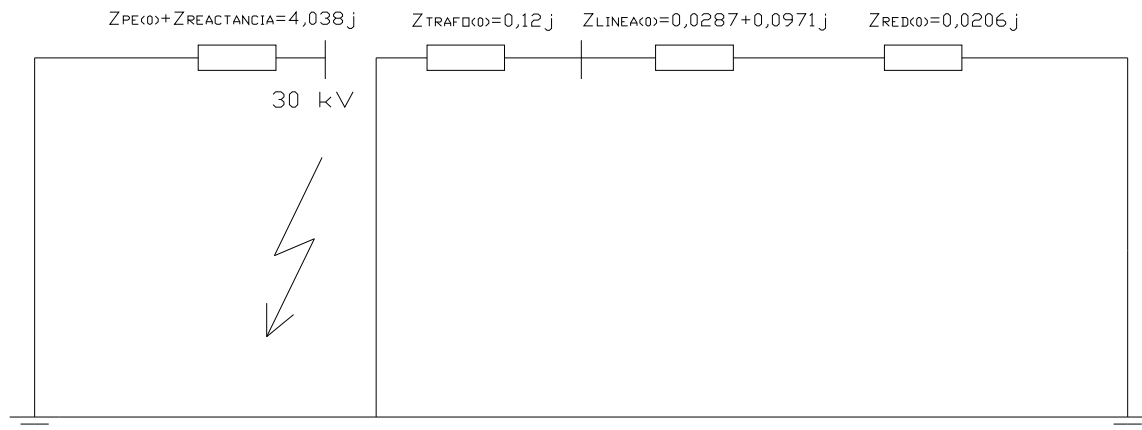


Figura 23 – Esquema red de secuencia homopolar para cc monofásico en 30 kV

Cálculo de las componentes directa e inversa del circuito

La impedancia de secuencia directa vista desde el punto de falta fue obtenida en el estudio de cc trifásico:

$$Z_{\text{resultante}(1)} = 2,172 \, \Omega \quad (70)$$

Dado que la red de secuencia inversa se calcula de idéntica manera y las impedancias consideradas toman el mismo valor. La impedancia de secuencia inversa resultará igual que la directa.

$$Z_{\text{resultante}(2)} = 2,172 \, \Omega \quad (71)$$

Cálculo de la componente homopolar del circuito

Si recurrimos al esquema de red de secuencia homopolar para cortocircuito monofásico, la impedancia de secuencia homopolar equivalente resulta:

$$Z_{\text{res}(0)} = Z_{\text{PE}(0)} + Z_{\text{REACTANCIA}}$$

$$Z_{\text{res}(0)} = (1,151j) + (2,887j) = 4,038j \, \text{pu} \quad (72)$$



La impedancia base en el nivel de 30 kV es igual (73):

$$Z_{BASE (30 KV)} = \frac{U_{BASE}^2}{S_{BASE}} = \frac{30^2 kV^2}{50 MVA} = 18 \Omega \quad (73)$$

Por tanto la impedancia resultante expresada en Ohmios supone:

$$Z_{res(0)} = 4,038 \times 18 \Omega = 72,684 \Omega \quad (74)$$

Calculo de la corriente de cortocircuito monofásica en 30 kV

Aplicando la fórmula (anexo 3-f) se obtiene una corriente máxima simétrica de:

$$I''k = \frac{\sqrt{3} \times c \times Un}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 30}{|2,172 + 2,172 + 72,684|} = 742 A \quad (75)$$

3.2.8.- Resumen de resultados

En la siguiente tabla se muestra una tabla resumen que incluye los resultados de los distintos estudios de cortocircuito estudiados en el presente proyecto:

TIPO DE CORTOCIRCUITO	BARRAS DE 132 KV	BARRAS DE 30 KV
TRIFÁSICO	4,735 kA	8,773 kA
MONOFÁSICO	4,446 kA	742 A

Tabla 5 – Resumen de resultados

Las corrientes de falta calculadas se emplearán para dimensionar todos los materiales y equipos a emplear en dicha subestación, así como para el cálculo de la malla de tierras y ajustes de protecciones.



3.3.- CÁLCULO DE TIERRAS INFERIORES

El Reglamento sobre Centrales Eléctricas, subestaciones y Centros de Transformación establece en la Instrucción Técnica complementaria MIERAT-13 la obligatoriedad de que todas las instalaciones a las que afecta dicha normativa, posean una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto accesible del interior o el exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, no aparezcan tensiones que puedan resultar peligrosas, en el caso de producirse un defecto en la instalación eléctrica.

Si este defecto se presentase, normalmente se producirá una intensidad que circulará a través del electrodo de tierra, cerrándose el circuito por la puesta a tierra del neutro del transformador de distribución.

Cuando se da una falta a tierra en un sistema, la circulación de intensidades da lugar a riesgos para personas y equipo por incendios, explosión u otros efectos debidos a la energía disipada por el arco, pero también a riesgo de electrocución de las personas.

La electrocución es la muerte debido a la circulación de intensidad por el cuerpo. Debido a que los nervios y músculos del cuerpo basan su funcionamiento en pequeñas corrientes eléctricas, la circulación de corrientes “externas” en este sistema produce el fallo del mismo, dando lugar a una contracción involuntaria de los músculos. En el caso de darse una circulación suficiente de intensidad a través del músculo cardíaco (del orden de 50 mA), este pierde el control del movimiento, produciéndose la fibrilación cardíaca, y el fallecimiento de la víctima.

Los valores máximos de circulación de intensidad que admite el cuerpo humano han sido estudiados (principalmente a través del estudio de animales con características, como el tamaño del corazón, similares a las del hombre), encontrándose los mismos en diferentes publicaciones, como la IEC 497.

La siguiente figura se encuentra en dicha norma, indicando los valores de duración e intensidad de la corriente detectada y soportada por el cuerpo humano antes de la aparición de daños reversibles o irreversibles.

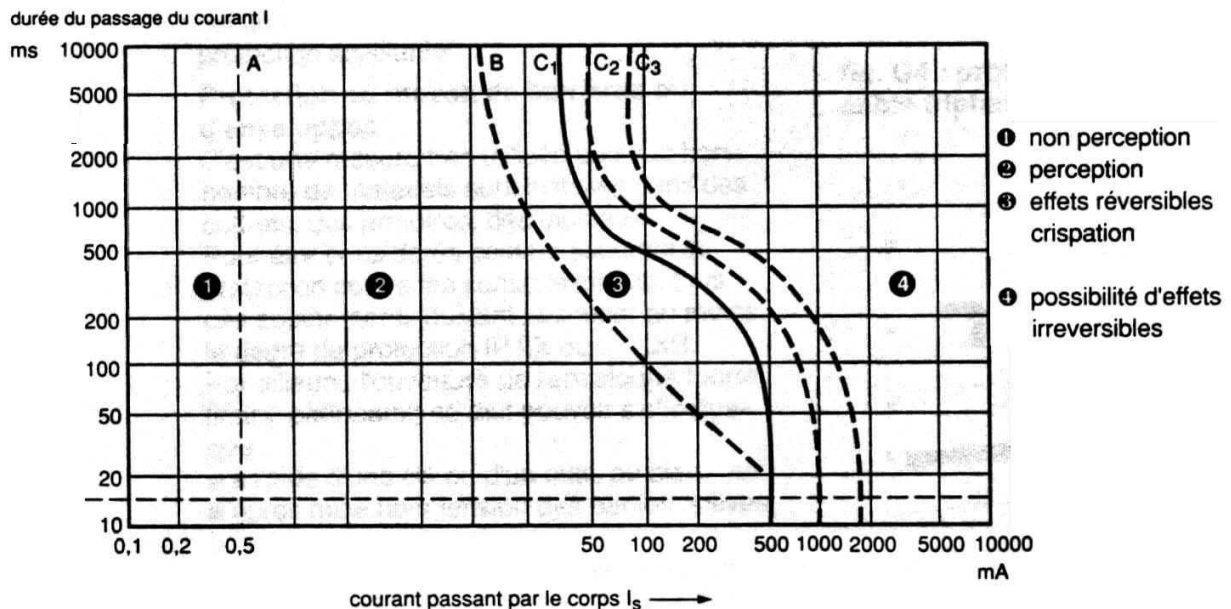


Figura 24 – Duración e intensidad de corriente soportada por el cuerpo humano

Para el cálculo del sistema de puesta a tierra se precisa realizar los siguientes estudios previos:

- Estudio de la resistividad del terreno
- Estudio de la corriente de cortocircuito máxima monofásica.

3.3.1.- Estudio de la resistividad del terreno

Una característica de gran importancia para el diseño de las redes de tierra es la resistividad del terreno, ya que de ella depende principalmente la caída de tensión en función de la circulación de intensidad. La resistividad se mide en ohmios metro, y representa la resistencia que opone al paso de la corriente un cubo del material de que se trate, de un metro de arista.

La resistividad es muy dependiente de los cambios en la humedad, temperatura y composición química (contenido en sales), pero sobre todo es muy dependiente de las variaciones horizontales y verticales del terreno, especialmente de las verticales.

El método más empleado para la medida de la resistividad es el método de Wenner mediante el cual se entierran, siguiendo una línea recta, cuatro pequeños electrodos a una misma profundidad (b) y espaciados a intervalos de longitud iguales (a). Se inyecta una corriente I entre los electrodos extremos y se mide una tensión V entre los medios con un voltímetro de impedancia interna elevada. Cuando la profundidad (b) a la que están enterrados los electrodos no supera 1/10 de la distancia entre electrodos (a), la resistividad en el punto medio de los electrodos y a una profundidad (a) será:



$$\rho_a = 2\pi aR$$

Donde R=Tensión medida (V)/Corriente inyectada (I).

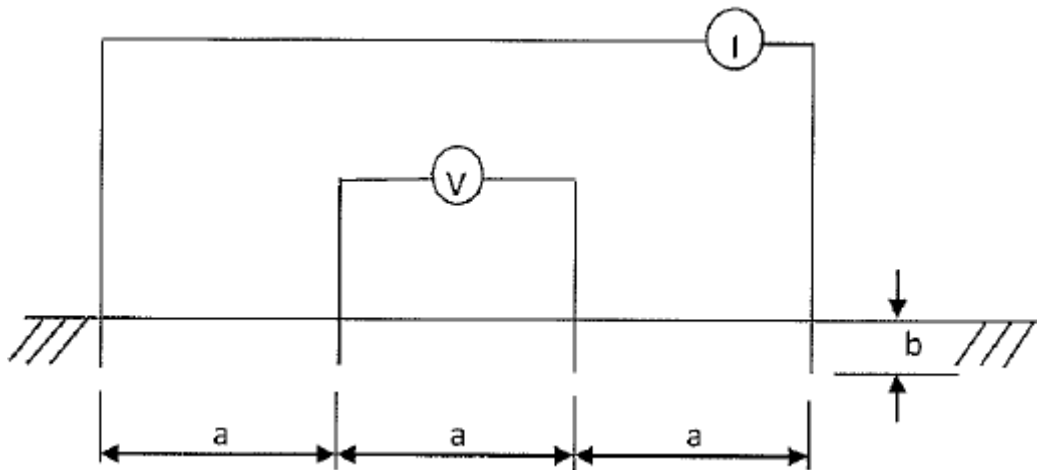


Figura 25 – Método de Wenner

De este estudio, se ha obtenido un valor de resistividad media del terreno de 100 Ωm .

3.3.2.- Corriente de cortocircuito máxima monofásica

La corriente de cortocircuito máxima monofásica en el sistema de 132 kV, ya fue calculada en el apartado anterior, obteniéndose un valor de **4.446 A**.

3.3.3.- Cálculo de la malla de puesta a tierra

El cálculo de la red de puesta a tierra se ha realizado siguiendo las indicaciones que al respecto han quedado plasmadas en la publicación elaborada por UNESA para el cálculo de las redes de tierra de centros de transformación de tercera categoría, el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias y el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

El criterio de validación de la malla considerada será tal, que cumpla que las tensiones de paso y contacto calculadas sean menores que las tensiones de paso y contacto que se obtienen a partir de las indicaciones de la MIE-RAT 13.

Para el dimensionado del conductor empleado en la red de puesta a tierra, se ha considerado la intensidad de falta máxima correspondiente al cortocircuito monofásico de 132 kV cuyo valor es de 4.446 A.



Datos eléctricos de la red

- Frecuencia de la red 50 Hz
- Temperatura ambiente 35°C
- Tiempo de despeje de la falta 0,5 s
- Niveles de tensión existentes 132 kV
- Niveles de tensión en que se produce la falta 132 kV
- Neutro puesto rígidamente a tierra

Datos del terreno

- Espesor de la capa superficial 0,1 m
- Resistividad de la capa superficial 3000 Ωm
- Resistividad del terreno 100 Ωm

La subestación se recubre con una capa de 10 cm de espesor de grava, la cual posee un elevado valor de resistividad ($\rho_s = 3000 \Omega\text{m}$)

Datos geométricos de la red de tierras

- Superficie total ocupada por la malla 1.710 m²
- Profundidad de la malla 0,6 m
- Longitud del lado mayor de la malla 57,8 m
- Longitud del lado menor de la malla 29,6 m
- Número de conductores paralelos al lado mayor 10
- Número de conductores paralelos al lado menor 16
- Espaciado medio entre conductores paralelos 3 m
- Longitud de conductor enterrado 1.100 m

Dimensionamiento de los conductores de puesta a tierra

La intensidad de falta por los conductores de puesta a tierra puede alcanzar:

$$I = 4,446 \text{ kA}$$

La sección mínima de los conductores de puesta a tierra de estructuras y aparatos será:



$$S = I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \rho_r 10^4}{TCAP \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}}$$

$$S = 26,52 \text{ mm}^2 \quad (76)$$

Donde:

tc: Tiempo de duración de la falta (considerado para el cálculo Is según MIE-RAT).

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a temperatura de referencia 20°C.

ρ_r : Resistividad a la temperatura de referencia 20°C.

TCAP: Factor de capacidad térmica.

K0: = 1/ α_0 (α_0 = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C).

Tm: Temperatura máxima permisible en el conductor.

Ta: Temperatura ambiente.

La sección elegida para los conductores de puesta a tierra de estructuras y aparatos es:

$$S = 95 \text{ mm}^2$$

Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

Resistencia de la malla

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad \text{si } h < 0,25 \text{ m} \quad (77)$$

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad \text{si } 0,25 < h < 2,5 \text{ m} \quad (78)$$

$$R_g = 1,139 \Omega \quad (79)$$

Donde:

h = profundidad de la malla

ρ = resistividad del terreno

A = área ocupada por la malla de tierra



L = longitud total conductor enterrado 1.100 m

Impedancia de puesta a tierra exterior (Cables de tierra de las líneas)

$$Z_{ex} = \frac{I}{\frac{I}{Z_{eq1}} + \frac{I}{Z_{eq2}} + \dots + \frac{I}{Z_{eqn}}}$$

Análisis de intensidades

Niveles de tensión (kV): 132

Impedancia equivalente $Z_{eq}(\Omega)$ 1,139

I aportada por las líneas (kA) 4,446

I extraída por inducción (kA) 1,587

I total extraída (kA) 1,587

Totales:

I total aportada por las líneas 4,446 kA

I total extraída por inducción 1,587 kA

I total extraída 1,587 kA

I simétrica a disipar por la malla (IG) 2,859 kA

Tensión simétrica de malla = IG X 3.258 V

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[Ln \left(\frac{340}{16hd} + \frac{98,1}{8Dd} - \frac{13,6}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} Ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$K_n = 1$ para mallas con picas en el perímetro

$K_{ii} = \frac{I}{(2n)^{2/n}}$ para mallas sin picas o picas en el interior de la malla

$$K_h = \sqrt{1+h} = 1,26$$

$$K_i = 0,172n + 0,656$$



$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad \text{si } 0,25 \text{ m} < h < 2,5 \text{ m}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right) \quad \text{si } h < 0,25 \text{ m}$$

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \dots + \frac{1}{n-1} \quad (80)$$

Donde:

D = espaciado medio entre conductores paralelos
 h = profundidad a la que está enterrada la malla
 d = diámetro de los conductores de la malla
 n = para la tensión de paso es el máximo número de conductores paralelos en un sentido
 n = para la tensión de contacto es la media geométrica de los conductores en ambas direcciones
 ρ = resistividad del terreno
 L = longitud total de conductor enterrado

Los coeficientes toman los siguientes valores:

Ks= 0,460
 Ki= 3,408 (para tensión de paso)
 Ki= 2,720 (para tensión de contacto)
 Km= 0,572

La intensidad simétrica total a disipar por la malla viene afectada por los siguientes coeficientes:

- Reducción del 70%, de acuerdo al Reglamento Electrotécnico.
- Coeficiente D_f de asimetría.

$$D_f = \sqrt{1 + \left(\frac{1}{t_f} \frac{1}{2\pi f} \frac{X''}{R} \right) \left(1 - e^{-2t_f \frac{2\pi f}{X''/R}} \right)} \quad (81)$$

Donde:

tf = tiempo de despeje de la falta



Queda por lo tanto la intensidad simétrica corregida a disipar por la malla:

$$\begin{aligned} D_f &= 1,023 \\ I_g &= 0,7 \cdot D_f \cdot IG = 2,047 \text{ kA} \end{aligned} \quad (82)$$

3.3.4.- Tensiones de paso y contacto calculadas

Las tensiones de paso y contacto se estimarán utilizando las ecuaciones siguientes (83):

$$\begin{aligned} E_s &= K_s K_i \rho \frac{I_g}{L} \\ E_m &= K_m K_i \rho \frac{I_g}{L} \end{aligned} \quad (83)$$

Donde:

- Es: Diferencia de tensión entre la malla y el terreno a 1 m por el exterior de la cuadrícula.
- Em: Diferencia de tensión entre la malla y el centro de la celdilla situada en la esquina de la cuadrícula.
- Ig: Intensidad simétrica de malla corregida.

Por tanto, las tensiones de paso y contacto calculadas quedan:

$E_s = 292 \text{ V}$
$E_m = 290 \text{ V}$

Valores admisibles de las tensiones de paso y contacto (según MIE-RAT 13)

$$E_{PA} = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_C}{1000} \right) \quad \text{Tensión de paso admisible con capa superficial} \quad (84)$$

$$E_{CA} = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho}{1000} \right) \quad \text{Tensión de contacto admisible sin capa superficial} \quad (85)$$



$$E_{CAg} = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_C}{1000} \right) \quad \text{Tensión de contacto admisible con capa superficial} \quad (86)$$

Donde:

$$\begin{aligned} K &= 72 & \text{si } t < 0,9 \text{ s} \\ K &= 78,5 & \text{si } 0,9 < t < 3 \text{ s} \\ n &= 1 & \text{si } t < 0,9 \text{ s} \\ n &= 0,18 & \text{si } 0,9 < t < 3 \text{ s} \end{aligned}$$

ρ : resistividad del terreno

ρ_C : $C \cdot \rho_s$: resistividad de la capa superficial, corregida por el factor C que tienen en cuenta el grosor y la resistividad de suelo subyacente

ρ_s : resistividad de la capa superficial

C: 0,61

ρ_C : 1.830 Ωm

Tensión de paso admisible con capa superficial

$$E_{PA} = 17.251 \text{ V}$$

Tensión de contacto admisible con capa superficial

$$E_{CAg} = 539 \text{ V}$$

Criterio de validación del modelo

1. Tensión de paso en el exterior de la subestación sin capa superficial, si el cerramiento está situado a 1 m de distancia interiormente al perímetro de la malla:

$$E_s = 292 < E_{PA} = 17.251 \text{ V} \quad \text{Se cumple el Reglamento} \quad (87)$$

2. Tensión de contacto en el interior de la subestación, considerando la capa superficial:

$$E_m = 290 < E_{CAG} = 539 \text{ V} \quad \text{Se cumple el Reglamento} \quad (88)$$



HIPÓTESIS DE CÁLCULO.

Normas UNE-21-239-94 [13] y IEC-909 [12]

- 1) Durante toda la duración del cortocircuito no hay modificación del número de circuitos implicados, es decir que un cortocircuito trifásico permanece trifásico, y un cortocircuito fase-tierra permanece fase-tierra.
- 2) Los cambiadores de toma de los transformadores se considera que están en la posición principal.
- 3) La resistencias de arco no se tienen en cuenta.
- 4) Los valores de las impedancias de secuencia directa e inversa no difieren mas que en el caso de las máquinas giratorias.
- 5) Para las líneas de alimentación de la red, transformadores, líneas aéreas, cables, reactancias y otros equipos similares, las impedancias de cortocircuito de secuencias directa e inversa son iguales. $Z(1) = Z(2)$
- 6) El calculo de las corrientes de cortocircuito se determinará mediante una fuente de tensión equivalente, corregida con el factor C , que será la única tensión activa del sistema en el momento de la falta y por la impedancia equivalente de todos los equipos que aportan al punto de defecto.
- 7) A efectos de cálculo de la máxima corriente de cortocircuito en barras de 30kV, se adopta el criterio de escoger la máxima X/R existente vista desde el punto de falta.
- 8) No se calcula la corriente de cc de fase en faltas doble línea a tierra, dado que está será siempre inferior o bien a la trifásica o a la monofásica.
- 9) Para el cálculo de las impedancias, se desprecia la resistencia frente a la reactancia en Generadores y transformadores, por simplificación y por la poca variación que aportan al resultado. (Criterio conservador, de cara a obtener la máxima corriente de cortocircuito).
- 10) En los grupos Generador – Transformador, la conexión es ESTRELLA sin Aterrizar en el Generador y ESTRELLA Aterrizada, sin impedancia de puesta a tierra en el Transformador (Lado baja tensión). La impedancia homopolar del transformador es por tanto igual a la de secuencia directa. $Z(1) = Z(2) = Z(0)$ en el lado aterrizado e infinita, vista desde el lado sin aterrizar.



- 11) En los transformadores de potencia, la conexión es DELTA en el lado de Media tensión y ESTRELLA Aterrizada, sin impedancia de puesta a tierra en el lado Alta Tensión. La impedancia homopolar es por tanto igual a la de secuencia directa. $Z(1) = Z(2) = Z(0)$ en el lado aterrizado e infinita, vista desde la DELTA.
- 12) En la red de media tensión, la única fuente de corriente homopolar es la reactancia de puesta a tierra y por tanto se considera únicamente la impedancia homopolar de la propia reactancia, para el calculo de la corriente homopolar de falta.
- 13) Dado que se desconoce el dato de la impedancia homopolar de la línea se asume un valor de 3 veces el valor de la impedancia de secuencia positiva.
- 14) A efectos de calculo de la máxima corriente de cortocircuito en barras de alta, se adopta el criterio de escoger la relación típica R/X de 1,81 para redes de alta tensión.



FORMULACION EMPLEADA.

a) $I_p = \chi \times \sqrt{2} \times I''_k$ (UNE-21-239-94 / IEC -909 / VDE0102)

b) $I''_k = \frac{c \times Un}{\sqrt{3} \times Z}$ (UNE-21-239-94 / IEC -909 / VDE0102)

c) $\chi = 1.02 + 0,98 \times e^{-3(R/X)}$ (UNE-21-239-94 / IEC -909 / VDE0102)

d) $I''_k = \frac{\sqrt{3} \times c \times Un}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|}$ (UNE-21-239-94 / IEC -909 / VDE0102)

e) $I''_k = \frac{\sqrt{3} \times c \times Un}{\left| Z_{(1)} + Z_{(0)} + Z_{(0)} \times \frac{Z_{(1)}}{Z_{(2)}} \right|}$ (UNE-21-239-94 / IEC -909 / VDE0102)

f) $I''_k = \frac{\sqrt{3} \times c \times Un}{|Z_{(1)} + Z_{(2)} + Z_{(0)}|}$ (UNE-21-239-94 / IEC -909 / VDE0102)



4.- CAPÍTULO 4: PRESUPUESTO

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4		<u>SUBESTACIÓN 132/30 kV CERRO DE LA MIRA</u>		
4.1		<u>Aparellaje</u>		
4.1.1	6	Pararrayos Autoválvulas Intemperie de aislamiento polimérico. Tensión nominal 120 kV. Intensidad de descarga: 10 kA.	2.701,94	16.211,64
4.1.2	1	Interruptor tripolar, con cámara en SF ₆ . Tensión nominal: 132 kV. Tensión de Aislamiento: 145 kV. Intensidad nominal: 2.000 A.	31.698,20	31.698,20
4.1.3	3	Transformadores de Tensión inductivos. Relación de transformación 132:√3/0,110:√3-0,110 20 VA, Cl. 0,2-50 VA, Cl 0.5 3P-50 VA, Cl. 3 P	5.434,40	16.303,20
4.1.4	3	Transformadores de Intensidad. Tensión nominal: 132 kV. Relación de transformación 250-500/5-5-5-5. Intensidad térmica: 31,5 kA. Potencias y clases de precisión: 10 VA Cl0,2S - 20 VA Cl. 0,5 - 30 VA 5P30 - 30 VA 5P30	5.922,40	17.767,20
4.1.5	2	Seccionador tripolar, servicio exterior. Tensión nominal: 132 kV. Tensión de Aislamiento 145 kV. Intensidad nominal: 1.250 A. Intensidad Térmica 31,5 kA. Mando tripolar	8.560,00	17.120,00
4.1.6	1	Transformador trifásico de Potencia 30/132 kV 40-50 MW ONAN/ONAF en baño de aceite, refrigeración por aire, regulación en carga y grupo de conexión Ynd11	530.400,00	30.400,00



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.1.7	1	Reactancia trifásica para creación de neutro. Refrigeración ONAN. Intensidad de defecto por neutro 1.000 A, 10 seg. Incluyendo TI de protección del neutro 500/5 A con cableado a bornas.	14.720,00	14.720,00
4.1.8	3	Pararrayos de Óxido de Zinc de 36 kV de tensión nominal y 10 kA de corriente de descarga.	1.168,98	3.506,94
4.1.9	3	Seccionadores unipolares en 30 kV con mando manual	1.288,00	3.864,00
4.1.10	3	Ud. de suministro de aisladores de apoyo tipo C6-170, de tensión asignada 36 kV y nivel de aislamiento 70/170 kV	978,20	2.934,60
				654.525,78



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.2		<u>Piezas de conexión, cables y embarrados</u>		
4.2.1	20	Metros lineales de tubo de Aluminio de 63/51 mm. Intensidad Nominal: 1.550 A	55,00	1.100,00
4.2.2	12	Metros lineales de tubo de Cobre de 25/20 mm	58,55	702,60
4.2.3	50	Metros lineales de cable RHZ1 18/30 kV de Al-400 para enlace entre celda y transformador	15,63	781,50
4.2.4	20	Metros lineales de cable RHZ1 18/30 kV de Al-240 para enlace celda y transformador de SS.AA.	11,93	238,60
4.2.5	60	P/A de cable desnudo de Aluminio homogéneo tipo Arbutus de 26,04 mm de diámetro	170,80	10.248,00
4.2.6	6	Terminal unipolar 3 de interior y 3 de exterior cable RHZ1 18/30 kV 1x400 mm ² para enlace entre celda y transformador de potencia	164,88	989,28
4.2.7	6	Terminal unipolar 3 de interior y 3 de exterior cable RHZ1 18/30 kV 1x240 mm ² para enlace entre celda y transformador de SS.AA.	148,31	889,86
4.2.8	1	Conjunto de piezas de conexión y derivaciones para embarrados de tubos y cables con aparellaje de 132 kV	8.569,98	8.569,98
				23.519,82



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.3		<u>Sistema de puesta a tierra</u>		
4.3.1	1	P/A conductor 95 mm ² de Cobre, estructuras y soportes para puesta a tierra	19.000,00	19.000,00
4.3.2	1	P/A Conjunto de piezas para fijación tierras sobre estructuras y aparellajes	13.000,00	13.000,00
				32.000,00
4.4		<u>Cabinas de media tensión.</u>		
4.4.1	2	Suministro y montaje de cabinas de línea 36 kV.	25.487,82	50.975,63
4.4.2	1	Suministro y montaje de cabina de medida de salida a trafo en 36 kV	15.479,00	15.479,00
4.4.3	1	Suministro y montaje de cabina de salida a trafo de SS.AA.	15.865,26	15.865,26
4.4.4	1	Suministro de módulo de medida de tensión en barras compuesto de 3 transformadores de tensión de aislamiento seco	10.617,47	10.617,47
				92.937,36



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.5		<u>Servicios Auxiliares</u>		
4.5.1	1	Ud. de suministro y montaje de transformador de SS.AA. de 100 kVA	8.620,52	8.620,52
4.5.2	1	Cuadro general de corriente alterna y corriente continua de servicios auxiliares Subestación 400/230 V	10.600,24	10.600,24
4.5.3	1	Cuadro de Alumbrado	5.062,60	5.062,60
4.5.4	2	Rectificador con batería de Ni-Cd asociada de 125 Vcc y 98 Ah	9.347,61	18.695,23
4.5.5	1	Equipo convertidor 125/48 Vcc 500 W	4.594,71	4.594,71
				47.573,30
4.6		<u>Alumbrado y Fuerza</u>		
4.6.1	1	P/A Alumbrado y Fuerza exterior	14.000,00	14.000,00
4.6.2	1	P/A Alumbrado y Fuerza interior normal	9.500,00	9.500,00
4.6.3	1	P/A Alumbrado interior de emergencia	2.000,00	2.000,00
				25.500,00



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.7		<u>Instalaciones de BT y Auxiliares</u>		
4.7.1	1	P/A Climatización de dependencias del edificio	16.500,00	16.500,00
4.7.2	1	P/A Ventilación del edificio	4.000,00	4.000,00
4.7.3	1	P/A instalaciones asociadas a control de niveles de agua	1.500,00	1.500,00
4.7.4	1	P/A Instalación de detección de incendios y antiintrusismo	8.500,00	8.500,00
4.7.5	1	P/A Equipos de protección, seguridad y señalización	5.250,00	5.250,00
				35.750,00
4.8		<u>Cables BT, Fuerza y Control</u>		
4.8.1	1	P/A Cables de BT de fuerza y control	26.292,70	26.292,70
4.8.2	1	P/A Pequeño material auxiliar (conduits, bandejas...)	5.091,33	5.091,33
				31.384,03
4.9		<u>Estructura metálica</u>		
4.9.1	1	P/A Estructura metálica para soportes de aparellaje realizados en celosía, empresillado, galvanizado en caliente, incluso parte proporcional de anclajes para fijación a cimentaciones, totalmente terminado.	36.901,20	36.901,20
				36.901,20



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.10		<u>Control protección y medida de la Subestación</u>		
4.10.1	1	Armario para Unidad de Control de Subestación.	24.237,74	24.237,74
4.10.2	1	Armario de Control y Protección para posición de Transformador incluyendo protecciones y equipos de medida, control y maniobra	12.037,13	12.037,13
4.10.3	1	Ud. Armario de comunicaciones	30.310,00	30.310,00
4.10.4	1	Equipo de medida tarificación incluyendo: armario, 2 contadores estáticos combinados de energía activa y reactiva y equipos rectificadores de medidas, y Modem GSM de comunicación	12.972,30	12.972,30
4.10.5	1	Armario de Servicios Auxiliares	27.340,00	27.340,00
				106.897,17



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.11		<u>Obra civil-Cimentaciones</u>		
4.11.1	1	Ud. de Construcción bancada para el trafo	21.000,0	21.000,00
4.11.2	2	Ud. de cimentación Seccionadores	825,26	1650,52
4.11.3	1	Ud. de cimentación de transformadores de tensión	550,63	550,63
4.11.4	1	Ud. de cimentación de autoválvulas	515,00	515,00
4.11.5	1	Ud. de cimentación de transformadores de Intensidad.	550,63	550,63
4.11.6	1	Ud. de cimentación de Interruptor	880,17	880,17
4.11.7	1	Ud. de obra civil de depósito de aceite del trafo. Dimensiones 4,5 x 3 x 3 m	1.500,00	1.500,00
4.11.8	1	Ud. de cimentación de reactancia de pat	480,00	480,00
4.11.9	1	Edificio de control	295.430,00	295.430,00
4.11.11	1	Conjunto de canalizaciones y drenajes	47.525,00	47.525,00
4.11.12	1	Cerramiento perimetral	16.150,00	16.150,00
				386.231,95



PROYECTO TÉCNICO DE UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 132/30 KV

POSIC.	CANT.	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
4.12		<u>Ingeniería y pruebas</u>		
4.12.1	1	Proyecto de ejecución e ingeniería de detalle	45.070,00	45.070,00
4.12.2	1	Pruebas y puesta en servicio	25.344,00	25.344,00
				70.414,00
4.13		<u>Montaje electromecánico</u>		
4.13.1	1	Montaje electromecánico por contrata	165.000,00	165.000,00
				165.000,00
		<u>TOTAL SUBESTACIÓN 132/30 kV</u>		1.708.634,61
		<u>CERRO DE LA MIRA</u>		

Asciende el Presupuesto de Infraestructuras Eléctricas y Aerogeneradores a la cantidad de **UN MILLÓN SETECIENTOS OCHO MIL SEISCIENTOS TREINTA Y CUATRO EUROS CON SESENTA Y UNO CÉNTIMOS**, IVA no incluido.



5.- CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

El objeto del presente proyecto es diseñar una subestación transformadora para evacuar a la red la energía generada por un parque eólico. El diseño se ha llevado a cabo a partir de una serie de cálculos y estudios realizados a partir de diversos métodos, realizados de manera teórica.

Una de las conclusiones más importantes que podemos extraer, es que los cálculos realizados son importantes para verificar que los resultados obtenidos se encuentran dentro de unos límites normales, en base a la experiencia en instalaciones similares.

La elección de los diferentes materiales y equipos no se realiza únicamente en función de los resultados obtenidos en los cálculos, sino también en función de la experiencia y estandarización de la normativa interna de la Empresa, que dispone de múltiples instalaciones similares. Esta estandarización de equipos y materiales, tiene las siguientes ventajas:

- Facilita el diseño de la subestación y la elección de sus componentes.
- Reduce los tiempos de ejecución y los costes de los pedidos a los fabricantes.
- Facilita el mantenimiento

Con todo lo expuesto, se puede concluir que los objetivos planteados en este Proyecto Final de Carrera se han logrado satisfactoriamente.



CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

[1] <http://www.aecolica.es>

[2] www.ree.es

[3] CONEJO, A.J. et al.: Instalaciones eléctricas. McGraw Hill, 2007

[4] Apuntes de la asignatura Análisis de Sistemas Eléctricos.

[5] GOMEZ EXPOSITO: Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. McGraw- Hill Interamericana, 2002.

[6] Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

[7] Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

[8] Guía de selección de ABB, “ABB Selection Guide.Edition 4, 2003-10”

[9] Curso sobre “Redes de puesta a tierra en subestaciones.”

[10] Curso sobre “Protecciones eléctricas en Subestaciones.”

[11] Normativa interna Acciona Energía.

[12] Normas IEC

[13] Normas UNE



ANEXO I: PLANOS

PLANO N° 1: SITUACIÓN

PLANO N° 2: DIAGRAMA UNIFILAR

PLANO N° 3: DIAGRAMA UNIFILAR DE SSAA

PLANO N° 4: PLANTA SUBESTACIÓN

PLANO N° 5: ALZADO SUBESTACIÓN

PLANO N° 6: RED DE TIERRAS

PLANO N° 7: PLANTA GENERAL DEL EDIFICIO